

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR**  
**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y CONTABLES**

**ANÁLISIS DEL IMPACTO FINANCIERO Y ECONÓMICO EN LA**  
**INDUSTRIA PETROLERA DE CAMPOS MARGINALES EN EL**  
**ECUADOR POR EFECTOS DE LAS RENEGOCIACIONES DE LOS**  
**CONTRATOS CON EL ESTADO ECUATORIANO EN EL AÑO 2011**

**DISERTACIÓN DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO**  
**DE INGENIERIA COMERCIAL**

**ANDRÉS IVÁN CEVALLOS AGUILAR**

**DIRECTOR: MGTR. ARMANDO LITUMA DELGADO**

**QUITO, AGOSTO 2013**



**DIRECTOR**

MGTR. ARMANDO LITUMA DELGADO

**INFORMANTE 1**

MGTR. ROBERTO ORDOÑEZ GUERRERO

**INFORMANTE 2**

MGTR. RODRIGO JIMÉNEZ CEVALLOS

## **DEDICATORIA**

Quiero dedicar esta tesis a mis padres, porque gracias a su esfuerzo, dedicación y lucha diaria hoy puedo ver alcanzada mi meta, les agradezco de corazón por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, por sus valores, por la motivación que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada por su amor incondicional, ya que nada de esto hubiese sido posible sin su ayuda.

De la misma manera dedico este proyecto a mis hermanos, quienes con su ejemplo han fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida, pero sobre todo me han enseñado a ser cada día mejor persona.

A todas las personas que me ayudaron y confiaron en mí, dándome su apoyo incondicional, gracias.

## **AGRADECIMIENTO**

En cada paso que doy en mi vida le agradezco a Dios, quien con su infinita bondad me ha permitido llegar hasta este punto logrando concluir con éxito mi carrera universitaria.

A mis padres que con su inmenso amor, sabiduría y paciencia me han alentado a través de estos años a nunca rendirme y perseguir mis sueños; gracias a ellos soy la persona que soy; a mis hermanos, cuñadas y sobrinos por su constante amor inexplicable para mi superación personal, porque siempre me han apoyado incondicionalmente.

A mí querida novia Andrea quien fue una guía importantísima para la realización de esta tesis, gracias por su ayuda, sus consejos, su paciencia, y por todo el apoyo incondicional, muchas gracias por siempre estar a mi lado.

Al Mgtr. Armando Lituma quien colaboró y guió en la elaboración de este proyecto, sus consejos son valiosos para ser un mejor profesional. Finalmente a mis compañeros y profesores que me acompañaron durante estos 5 años de estudio.

## **ÍNDICE**

**DEDICATORIAS, iii**

**AGRADECIMIENTOS, iv**

**ÍNDICE DE TABLAS, ix**

**ÍDICE DE FIGURAS, xii**

**RESUMEN EJECUTIVO, xiii**

**INTRODUCCIÓN, 1**

### **1. CAPÍTULO I: MARCO REFERENCIAL, 5**

- 1.1 ANTECEDENTES, 5
- 1.2 DEFINICIÓN DEL TEMA, 7
- 1.3 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS, 12
  - 1.3.1 Objetivos Generales, 12
  - 1.3.2 Objetivos Específicos, 12
- 1.4 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA, 13
  - 1.4.1 Delimitación Geográfica, 13
  - 1.4.2 Delimitación Temporal, 13
- 1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN, 14
  - 1.5.1 Justificación Teórica, 14
  - 1.5.2 Justificación Metodológica, 17
  - 1.5.3 Justificación Práctica, 18
- 1.6 METODOLOGÍA, 19
  - 1.6.1 Tipo de estudio, 19
  - 1.6.2 Método de investigación, 20
  - 1.6.3 Técnica de recolección de datos, 20
    - 1.6.3.1 Fuentes primarias, 20
    - 1.6.3.2 Fuentes secundarias, 21

## **2. CAPÍTULO II: EL PETRÓLEO EN EL ECUADOR, 22**

- 2.1 LA ACTIVIDAD PETROLERA EN EL ECUADOR, 22
  - 2.1.1 Primeros Indicios, 22
  - 2.1.2 El Hallazgo de Petróleo en Cantidades Comerciales, 23
  - 2.1.3 Resumen de la Actividad Petrolera en el Oriente, 30
  - 2.1.4 La actividad petrolera en el Ecuador en los últimos años, 34
- 2.2 IMPACTO ECONÓMICO DE LA EXTRACCIÓN PETROLERA EN EL ECUADOR, 41
  - 2.2.1 Participación del Petróleo en el Producto Interno Bruto PIB, 41
  - 2.2.2 Ingresos Petroleros y Contribución al Presupuesto general del Estado, 44
- 2.3 ANÁLISIS AMBIENTAL Y SOCIAL DE LA ACTIVIDAD PETROLERA, 50
  - 2.3.1 Los impactos sobre el medioambiente y los pasivos ambientales y sociales de la actividad petrolera, 50
  - 2.3.2 Los Pasivos Ambientales, 53
  - 2.3.3 Los Pasivos Sociales, 54

## **3. CAPÍTULO III: CAMPOS MARGINALES, 58**

- 3.1 LOS CAMPOS MARGINALES EN EL ECUADOR, 58
  - 3.1.1 Definición de Campos Marginales, 58
  - 3.1.2 Descripción de la base legal aplicable al sector, 59
    - 3.1.2.1 Normativa Hidrocarburífera, 59
    - 3.1.2.2 Organismos encargados de la dirección y ejecución de la política de hidrocarburos, 62
  - 3.1.3 Ley de Hidrocarburos, 68
    - 3.1.3.1 Aspectos Generales, 68
    - 3.1.3.2 Principales Reformas, 69
- 3.2 MODALIDADES CONTRACTUALES PARA LA OPERACIÓN DE CAMPOS MARGINALES, 75
  - 3.2.1 Contratos de Participación, 75
    - 3.2.1.1 Características de los contratos de participación, 75
    - 3.2.1.2 Descripción de las principales cláusulas del Contrato de Participación, 78
    - 3.2.1.3 Retribución y Forma de Pago al Contratista, bajo la modalidad de Participación, 82
  - 3.2.2 Contratos de prestación de servicios, 87

- 3.2.2.1 Características de los contratos de participación, 87
- 3.2.2.2 Descripción de las principales cláusulas del Contrato de Prestación de Servicios, 88
- 3.2.2.3 Retribución y Forma de Pago al Contratista bajo la modalidad de Prestación de Servicios, 98
- 3.2.3 Principales diferencias entre las dos modalidades contractuales, 103

#### **4. CAPÍTULO IV: ANÁLISIS FINANCIERO, 107**

- 4.1 CAMBIO DE MODALIDAD CONTRACTUAL PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN Y EXPLORACIÓN DE CAMPOS MARGINALES EN EL ECUADOR, 107
- 4.2 CÁLCULO DE INGRESOS DE LAS PARTES BAJO LA MODALIDAD DE PARTICIPACIÓN, 108
  - 4.2.1 Ingresos Contratista según el Contrato de Participación, 108
    - 4.2.1.1 Aspectos Generales de la forma de pago a la Contratista, 108
    - 4.2.1.2 Cálculo de los Costos de operación de la Curva Base, 110
    - 4.2.1.3 Cálculo de los Ingresos por participación en el incremento de producción sobre la curva base de producción, 114
    - 4.2.1.4 Ingresos Totales Percibidos por la Contratista durante el 2010, 123
  - 4.2.2 Ingresos del Estado según el Contrato de Participación, 124
    - 4.2.2.1 Volumen de crudo correspondiente al Estado, 124
- 4.3 CÁLCULO DE INGRESOS DE LAS PARTES BAJO LA MODALIDAD DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS, 127
  - 4.3.1 Ingresos Contratista según el Contrato de Prestación de Servicios, 127
    - 4.3.1.1 Aspectos Generales de la forma de pago a la Contratista, 127
    - 4.3.1.2 Ingreso de la Contratista por Tarifa para campos en Producción, 130
  - 4.3.2 Ingresos del Estado según el Contrato de Prestación de Servicios, 132
    - 4.3.2.1 Cantidad de crudo correspondiente al Estado, 132
- 4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS INGRESOS PERCIBIDOS BAJO LAS DOS MODALIDADES CONTRACTUALES, 134
  - 4.4.1 Ingresos de la Contratista bajo las dos Modalidades Contractuales, 134
  - 4.4.2 Ingresos del Estado bajo las dos Modalidades Contractuales, 136

#### **5. CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO, 140**



- 5.1 RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS FINANCIEROS, 140
- 5.2 PRINCIPALES CAMBIOS GENERADOS POR LA RENEGOCIACIÓN Y LAS REFORMAS A LA LEY DE HIDROCARBUROS, 142
  - 5.2.1 Cambios en los Organismos de Regulación y Control, 142
  - 5.2.2 Cambios Económicos, 143
  - 5.2.3 Cambios tributarios, 144
  - 5.2.4 Cambios Ambientales, 145
- 5.3 IMPACTO EN LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN NACIONAL POR EFECTOS DE LA RENEGOCIACIÓN, 146
  - 5.3.1 Producción Nacional Petrolera en el Ecuador durante el 2010 bajo la modalidad de Participación, 146
  - 5.3.2 Producción Nacional Petrolera en el Ecuador durante el 2011 bajo la modalidad de Prestación de Servicios, 148
- 5.4 IMPACTO EN LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN DE CAMPOS MARGINALES POR EFECTOS DE LA RENEGOCIACIÓN, 150
  - 5.4.1 Producción Petrolera de campos marginales en el Ecuador durante el 2010 bajo la modalidad de Participación, 150
    - 5.4.1.1 Participación del Estado en Campos Marginales 2010, 152
  - 5.4.2 Producción Petrolera de campos marginales en el Ecuador durante el 2011 bajo la modalidad de Prestación de Servicios, 154
    - 5.4.2.1 Participación del Estado en la Producción de Campos Marginales 2011, 154
- 5.5 IMPACTO EN LOS INGRESOS DEL ESTADO POR LA RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CAMPOS MARGINALES, 155
  - 5.5.1 Principales cambios entre los Contratos de Prestación de Servicios y Contratos de Participación, 159
- 5.6 ASEGURAMIENTO DE UN NIVEL MÍNIMO DE INVERSIONES BAJO EL MODELO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS, 160

## **6. CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, 164**

- 6.1 CONCLUSIONES, 164
- 6.2 RECOMENDACIONES, 169

## **BIBLIOGRAFÍA, 172**

## **ANEXOS, 173**

## ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 1: Producción nacional petróleo crudo en campos (en miles de barriles), 38
- Tabla 2: Participación del Petróleo en el Producto Interno Bruto PIB  
(en millones de dólares), 42
- Tabla 3: Situación Financiera, 44
- Tabla 4: Diferencias entre las dos modalidades contractuales, 103
- Tabla 5: Producer Price Index-Commodities, 111
- Tabla 6: Curva Base de Producción para el Campo Tigüino, 112
- Tabla 7: Determinación de los Costos Operativos 2010 del Campo Tigüino, 114
- Tabla 8: Excedentes de producción sobre la curva base Campo Tigüino 2010, 117
- Tabla 9: Participación de la contratista en la producción incremental (en barriles de crudo),  
118
- Tabla 10: Precios promedios ponderados de las Ventas de Petróleo Crudo al Exterior de  
PETROECUADOR al contado, 119
- Tabla 11: Diferencia de la Calidad del Petróleo en el Campo Tigüino, 121
- Tabla 12: Precio de Petróleo del Contratista ajustado por la calidad API (USD\$ por barril),  
122
- Tabla 13: Ingresos de la Contratista por Participación en la Producción Incremental, 123
- Tabla 14: Total Ingresos de la Contratista durante el 2010, 124
- Tabla 15: Barriles de petróleo crudo recibido por el Estado Ecuatoriano durante el 2010, 126

Tabla 16: Ingresos de la Contratista bajo la Modalidad de Prestación de Servicios, 132

Tabla 17: Ingresos del Estado bajo la Modalidad de Prestación de Servicios, 133

Tabla 18: Cuadro comparativo de ingresos de la Contratista bajo las dos modalidades

contractuales, 135

Tabla 19: Variación Ingresos Contratista, 136

Tabla 20: Cuadro comparativo de ingresos del Estado bajo las dos modalidades

contractuales, 137

Tabla 21: Variación de Ingresos del Estado, 138

Tabla 22: Contratos Suscritos después de la renegociación, 142

Tabla 23: Tipos de tarifa en el modelo contractual de prestación de servicios, 143

Tabla 24: Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2010 por tipo de Compañía

Operadora, 146

Tabla 25: Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2010 por Compañía Operadora, 147

Tabla 26: Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2011 por tipo de Compañía

Operadora, 149

Tabla 27: Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2011 por Compañía Operadora, 149

Tabla 28: Resumen de la Actividad Hidrocarburífera de Campos Marginales 2010 por

Compañía Operadora, 151

Tabla 29: Producción de Campos Marginales recibido por el Estado Ecuatoriano el 2010, 153

Tabla 30: Resumen de la Actividad Hidrocarburífera de Campos Marginales 2011 por

Compañía Operadora, 154  
Tabla 31: Ingresos Mensuales Promedio para el Estado Ecuatoriano  
proveniente de la

comercialización de crudo de Campos Marginales 2010, 157

Tabla 32: Ingresos Mensuales Promedio para el Estado Ecuatoriano proveniente de la

comercialización de crudo de Campos Marginales 2011,157

Tabla 33: Principales diferencias entre Contratos de Prestación de Servicios y Contratos de Participación, 159

Tabla 34: Montos de Inversiones Estimadas de Campos Marginales acordadas en la Renegociación, 162

## ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1: Primer pozo petrolero perforado en Ancón, provincia de Santa Elena, 29
- Figura 2: Producción estimada vs. Obtenido año 2011-(Barriles/Mes), 37
- Figura 3: Producción Nacional de Petróleo Crudo, 39
- Figura 4: Participación del Petróleo en el Producto Interno Bruto PIB, 42
- Figura 5: PIB Petrolero, 43
- Figura 6: Porcentaje de Ingresos Petroleros/ Ingresos Totales, 45
- Figura 7: Composición de los Ingresos Fiscales 2000, 46
- Figura 8: Composición de los Ingresos Fiscales 2011, 47
- Figura 9: Composición de los Ingresos Corrientes del Estado, 48
- Figura 10: Precios del Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional  
(USD POR BARRIL), 49
- Figura 11: Gráfico de la Curva Base Anual durante la duración del contrato, 113
- Figura 12: Producción Anual de Campos Marginales recibida por el Estado, 157
- Figura 13: Ingresos Anuales Promedio para el Estado Ecuatoriano proveniente de la  
Comercialización de crudo de Campos Marginales, 158
- Figura 14: Inversiones ejecutadas por las Compañías Privadas Operadoras de Campos  
Marginales durante el 2011 (En miles de USD\$), 163

## **RESUMEN EJECUTIVO**

El petróleo es un recurso natural no renovable, que desde finales del siglo XIX ha sido la principal fuente de energía en todo el mundo. El 90% de las industrias y el transporte en todo el mundo, se sustentan del petróleo como fuente energética.

Desde el descubrimiento del petróleo en el Ecuador hasta la última década este recurso ha sido la fuente generadora de la mayor cantidad de divisas para el país y de una parte sustancial de los recursos del Estado. En los últimos 7 años ha tenido una participación del 14.71 % dentro del PIB, ha representado el 21% del total de ingresos percibidos por el país y durante el 2012 los ingresos petroleros representaron el 17% del presupuesto general del Estado.

Lamentablemente la política petrolera que se manejo desde su descubrimiento en el país no fue la mejor, puesto que las empresas petroleras extranjeras instaladas en el Ecuador fueron las que obtuvieron los mayores beneficios, mientras que el país apenas se quedaba con una parte marginal de los recursos monetarios generados por el petróleo, es así que el petróleo se lo ha venido explotando en base a la demanda energética de su comercio y más no en función de las necesidades energéticas del país.

El 27 de julio del 2010 se publicó la en el Registro Oficial del Estado No. 244, la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, la cual

generó una transición de los contratos petroleros de participación a contratos de prestación servicios de tal manera que se devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional al Estado, estableciendo únicamente el reconocimiento de una tarifa por barril producido a favor de contratistas, evitando que las compañías operadoras se beneficien desproporcionadamente de las fluctuaciones del precio del petróleo.

De las 8 compañías operadoras de campos marginales en el Ecuador, cinco renegociaron sus contratos con el Estado y migraron a uno de prestación de servicios, mientras que tres compañías no llegaron a un acuerdo en las tarifas ofertadas, razón por la cual estas compañías salieron del país y los campos que operaban pasaron al manejo de EP Petroecuador para posteriormente entrar a licitación.

La renegociación de los contratos petroleros de campos marginales representa un importante cambio en la industria petrolera, ya que generó un impacto económico significativo tanto para las compañías petroleras como para el Estado Ecuatoriano, la presente investigación busca establecer cual fue este impacto y como se vieron afectadas o beneficiadas las partes como consecuencia de este importante cambio en la operación petrolera del Ecuador.



## **INTRODUCCIÓN**

El presente estudio se orienta a realizar un análisis del impacto financiero y económico en la Industria petrolera de campos marginales en el Ecuador como resultado de la renegociación de los contratos mantenidos con el Estado Ecuatoriano, con la finalidad de tener un mayor conocimiento sobre los Ingresos que el Estado Ecuatoriano recibe de la producción petrolera de este tipo de campos.

El planteamiento de este estudio surge de la importancia de la industria petrolera dentro de la economía ecuatoriana y de la gran repercusión que tuvo en esta industria las reformas a la Ley de Hidrocarburos realizadas durante el 2010, que dieron lugar al cambio de modelo contractual de los contratos de participación a los contratos de prestación de servicios.

Los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible del Estado, por lo que la política petrolera que se maneje debe garantizar un modelo sustentable de desarrollo, ambientalmente equilibrado, que conserve la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas y que asegure la satisfacción de las necesidades presentes y futuras.

Es así, que con el desarrollo de este estudio se pretende determinar cuan beneficioso fue para el Estado el proceso de renegociación de contratos petroleros de campos marginales, para lo

cual fue necesario estimar el impacto económica tanto para el Estado como para las empresas petroleras operadoras de campos marginales una vez llevada a cabo la renegociación.

El diseño de la siguiente investigación, está integrado por seis capítulos.

**Capítulo I:** se incluye el marco referencial del tema de estudio indicando antecedentes del tema, una definición clara del problema. Además se definen los objetivos generales y específicos que se pretenden alcanzar con el desarrollo del estudio, se realiza una delimitación geográfica y temporal del tema de estudio, finalmente se detalla la justificación y la metodología de la investigación.

**Capítulo II:** se exponen una síntesis de la actividad petrolera en el Ecuador, sus primeros indicios, el hallazgo del petróleo en cantidades comerciales y una cronología de la actividad petrolera en el Oriente ecuatoriano hasta los últimos tiempos. También se detalla el impacto económico que tiene la industria petrolera en el Ecuador, su participación en el PIB y su contribución al Presupuesto General del Estado, y el impacto ambiental y social de la industria en el país.

**Capítulo III:** se define lo que son los campos marginales en la industria petrolera ecuatoriana, cual es la base legal aplicable al sector, indicando la normativa hidrocarburífera y los principales organismos de control. Además se realiza una explicación detallada de las principales características de las dos modalidades contractuales para la operación de campos marginales, una descripción de las principales cláusulas, se detalla la forma de pago de cada

modalidad y se indican las principales diferencias entre los contratos de participación y los de prestación de servicios.

**Capítulo IV:** en este capítulo se centra la mayor parte de la investigación realizada ya que en base al entendimiento de las dos modalidades contractuales realizado en el capítulo anterior, y haciendo uso de los contratos originales celebrados entre el Estado y la compañía operadora del campo marginal Tiguino, se determinan los ingresos de las partes fruto de la ejecución de los contratos.

Para el contrato de participación se calculó los costos de operación de la curva base y los Ingresos de la Contratista por la producción incremental sobre la curva base, mientras que para el contrato de prestación de servicios se determinan los ingresos por la tarifa de campos de producción fijada en el respectivo contrato. También se determinaron los ingresos del Estado bajo las dos modalidades para de esta manera concluir realizando un análisis comparativo de los ingresos percibidos bajo las dos modalidades contractuales.

**Capítulo V:** este capítulo presenta un análisis económico a nivel macro es decir de toda la industria petrolera de campos marginales en el Ecuador, para lo cual se detalla cómo se dio la renegociación de los contratos, se determina el impacto de esta renegociación en los niveles de producción petrolera nacional, el impacto en la producción de campos marginales, para de esta manera realizar una estimación en los ingresos del Estado provenientes de la producción petrolera de campos marginales bajo las dos modalidades.

Para concluir se detallan los montos de inversiones acordados en el proceso de renegociación con aquellas compañías que decidieron adoptar el modelo de prestación de servicios, y se indican los montos de inversiones que ya han sido realizados durante el 2011 según cifras oficiales.

**Capítulo VI:** finalmente se exponen las conclusiones de la investigación y se sugieren recomendaciones importantes para ser tomadas en cuenta a futuro.

Este estudio representará el elemento final de evaluación de los estudios superiores previos a la obtención del título de Ingeniería Comercial, en donde se plasmará los conocimientos adquiridos en la carrera y el esfuerzo que involucró desarrollarlo.

## **1. CAPÍTULO I: MARCO REFERENCIAL**

### **1.1 ANTECEDENTES**

El petróleo es un recurso que representa una de las principales fuentes de financiamiento de la economía ecuatoriana, llegando a ser aproximadamente el 11% del PIB, el 17% del presupuesto del estado y más del 50% de las exportaciones según cifras oficiales del 2012.

En el Ecuador, el primer pozo petrolero fue descubierto en Ancón, península de Santa Elena, por la empresa Inglesa Anglo Ecuatorian Oilfields Ltd. Sin embargo, la producción a niveles comerciales no se dio sino en 1925 y la exportación en 1928, en cantidades marginales, en donde el Estado participó en apenas un 1% del Beneficio de la explotación.

Posteriormente a finales de los 60 se descubren yacimientos petroleros en la Amazonía, a partir de esa época el estado ecuatoriano empezó a intervenir en la política petrolera pero la mayor participación la tenían las transnacionales, especialmente la compañía Texaco y Gulf.

Una tercera etapa se inicia por los años 80 con el advenimiento de la democracia, a este período se lo conoce como la década de pérdida, ya que aquí se inició las prácticas neoliberales, el debilitamiento de las empresas estatales y el inicio de toda una cadena de robos y saqueos petroleros. Bajo este enfoque el petróleo se lo ha explotado no en función de las necesidades energéticas del país sino de la demanda energética de su comercio.

En el 2010 se presenta un hito de cambio en la explotación petrolera ecuatoriana, al tratarse la renegociación de sus contratos como resultado de la introducción de las reformas a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario, con ello se generó una transición de contratos de participación a contratos de prestación de servicios, y un nuevo enfoque de “privatización” hacia “nacionalización” de esta actividad.<sup>1</sup>

El presente plan de tesis propone realizar una revisión de la contratación petrolera en el Ecuador, pero sobre todo un análisis del impacto económico y financiero originado por los cambios de las modalidades contractuales para la adjudicación de campos marginales a las compañías extranjeras, es decir cuantificar el beneficio país. Con este análisis se pretende establecer qué tipo de contrato atrae a la inversión extranjera y conviene a los intereses del Estado.

---

<sup>1</sup> Cfr., SANTOS M (2008). *El Feriado Petrolero: de robos y saqueos, de chira y choros*. Ecuador: Ed. Opción. p. 23-25

## 1.2 DEFINICIÓN DEL TEMA

“Análisis del Impacto Financiero y Económico en la Industria Petrolera de Campos Marginales en el Ecuador por efectos de las renegociaciones de los contratos con el Estado Ecuatoriano en el año 2011.”

Esta tesis presenta un análisis del impacto financiero y económico en la Industria petrolera de campos marginales en el Ecuador como resultado de la renegociación de los contratos mantenidos con el Estado Ecuatoriano; de esta manera se podrá tener un mayor conocimiento sobre los Ingresos que el Estado Ecuatoriano recibe de la producción petrolera. Se podría decir que ahora sí el petróleo que produce el país es del Estado ecuatoriano porque a partir de esta renegociación el Estado recibirá el 100% de los incrementos del precio del petróleo luego de la firma de 11 nuevos contratos por tres años con cinco empresas que operan campos marginales en el país.

Durante el proceso de renegociación se especulaba que el Ecuador recibiría alrededor de US\$ 180.3 millones en inversiones por la suscripción de contratos por prestación de servicios que establecen el pago de una tarifa fija por cada barril de petróleo extraído.<sup>2</sup>

La aprobación en julio de una reforma a la Ley de Hidrocarburos declaró vencidos los contratos de participación, y dio plazos de cuatro meses a las empresas grandes y seis

---

<sup>2</sup> EL UNIVERSO. (2011). [<http://www.eluniverso.com/2011/01/24/1/1356/ecuador-firma-nuevos-contratos-servicios-campos-marginales.html>], **Ecuador logró renegociar 15 de sus 24 contratos petroleros.**

meses a las que explotan campos marginales para cambiar sus contratos o abandonar el país.

Los contratos por participación sólo dejaban al país 18% de lo extraído, mientras que los de prestación de servicios otorgan al Estado la propiedad del 100% de la producción y las empresas reciben un monto fijo de entre \$24 y \$31.9 por barril extraído, en el caso de las que explotan campos marginales en la Amazonia —que constituyen 5% de la explotación petrolera del país—, mientras que las grandes reciben entre \$35 y \$41.<sup>3</sup>

Para obtener mayores utilidades, las empresas privadas a las que se les pagará una tarifa fija deberán reducir costos, lo que redundará, a su vez, en un aumento del impuesto a la renta del Estado.

Las cinco empresas que firmaron contratos son la argentina Tecpecuador, la brasileña Petrobell, el colombiano Consorcio Pegasus, la española Petróleos Sudamericanos y Repsol-YPF.

En noviembre, el gobierno ecuatoriano ya había firmado convenios con la chilena Enap, Repsol-YPF, las chinas Andes Petroleum y PetroOriental y la italiana ENI, que operan yacimientos grandes que representan 86% de la explotación privada.

---

<sup>3</sup> OBSERVATORIO PETROLEO SUR. (2011). [<http://opsur.wordpress.com/2011/02/04/ecuador-cambios-en-contratos-petroleros/>], **Ecuador: Cambios en contratos petroleros**.



Sin embargo, siete empresas decidieron dejar el país al no aceptar las nuevas condiciones. Se trata de las estadounidenses Bellwether y EDC, los consorcios Gran Colombia y Petróleo Amazónico, de capitales mixtos ecuatorianos, colombianos y venezolanos, la brasileña Petrobras, la coreana Canadá Grande y la china CNPC, que deberán liquidar sus inversiones y transferir sus actividades a las estatales Petroamazonas y EP Petroecuador.

Para llegar a los acuerdos se tuvo un equipo de renegociación trabajando seis meses, por turnos, con los equipos de las petroleras. El equipo del gobierno fue de gran calidad profesional e inflexible, se les había otorgado como objetivo una tarifa, y no les importó desconocer las cifras de reservas y otras que el propio gobierno había manejado.

Cinco compañías petroleras que operaban campos marginales renegociaron sus contratos con el Estado ecuatoriano y migraron a uno de Prestación de Servicios,

Las empresas que se quedan en el país son Petrobell que opera los campos Tiguino y Ancón; Petrosud-Petroriva, de los pozos Palanda y Pindo; Tecpecuador que explota el campo Bermejo; Repsol, en Tivacuno y Consorcio Pegaso que está en el campo Puma.

Mientras tanto, las compañías que no renegociaron los contratos son: Consorcio Gran Colombia, que opera el campo Armadillo; Bellwether que explota el campo Charapa; Consorcio Petrolero Amazónico, del pozo Pucuna y Singue. El ministro Pástor, señaló

que en el primer caso no hubo acuerdo en la tarifa, por lo que el campo entrará a licitación, al igual que Charapa, que tuvo el mismo problema.

En el caso de Pucuna, del Consorcio Amazónico, tampoco hubo acuerdo en lo referente a la tarifa por lo que se resolvió que pase a manos de Petroproducción, al igual que el campo Singue.

Las empresas que se quedan invertirán 180 millones de dólares, de los cuales 26,6 millones de dólares serán destinados a la exploración y 153,7 millones de dólares son inversiones nuevas. “Son campos pequeños que en su totalidad representan 24 mil barriles, que constituyen el 5% de la producción nacional”.<sup>4</sup>

Se destaca que esta inversión es obligatoria y que la producción nacional sube de 36 millones a 48 millones de barriles en la vida del contrato, la misma que termina en tres o cuatro años. La tarifa disminuye entre dos y tres dólares.

Es así, que en el campo Tigüino la tarifa pasa de 30,87 dólares a 29,60 dólares, en Ancón de 71 dólares a 58.<sup>5</sup>

En el caso del pozo Puma la tarifa subió de 15,47 dólares a 21,10 dólares, porque invertirán 11 millones de dólares en producción y 10 millones de dólares en

---

<sup>4</sup> AGENCIA PÚBLICA DE NOTICIAS DEL ECUADOR Y SURAMÉRICA. (2011). [<http://andes.info.ec/2009-2011.php/?p=47259>], **Cinco petroleras que operan campos marginales renegocian sus contratos con el Estado.**

<sup>5</sup> *Ibíd.*

exploración. En el campo Palanda también se reduce pasando de 33,21 dólares a 31,90 dólares; mientras que en Pindo sube pasando de 25,98 dólares a 28,50 dólares la tarifa por barril. El incremento en esta última se debe a que la empresa Petrosud invertirá 46 millones en producción.

El campo Bermejo la tarifa sube de 21,26 dólares a 24 dólares, también se debe al aumento en la inversión. Y en el campo Tivacuno el precio por barril de crudo disminuyó pasando de 29 dólares a 27,25 dólares.<sup>6</sup>

En conjunto la inversión comprometida, la producción y la tarifa se tiene que el Estado se beneficiará en los próximos años, pasando 933 millones de dólares estimados a 1.287 millones de dólares, es decir, 487 millones de dólares.

Con la renegociación de los contratos el Estado recibirá el 100% del incremento del precio del petróleo. Además por cada dólar de aumento en el precio internacional del crudo el Estado recibirá 48 millones de dólares adicionales. Pero si el precio baja el país se garantiza el 25% del precio internacional del petróleo por margen de soberanía. Si no se tienen ingresos para pagar la tarifa, la empresa recuperará la misma cuando suba el precio.

Al igual que en los contratos pasados las empresas renuncian a todo reclamo o indemnización en el Tribunal Arbitral del CIADI y a todo recurso arbitral por la caducidad del contrato.

---

<sup>6</sup> Ibídem

### **1.3 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS**

#### **1.3.1 Objetivos Generales**

Determinar el impacto financiero y económico, en la industria petrolera de campos marginales en el Ecuador por efectos de las renegociaciones de los contratos con el Estado ecuatoriano para el año 2011.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1.3.2.1 Obtener un conocimiento general de la historia del petróleo en el Ecuador.

1.3.2.2 Lograr un entendimiento de cuál es la base legal aplicable a los campos marginales del sector petrolero.

1.3.2.3 Tener un entendimiento de como se han venido manejando los campos marginales con la modalidad contractual de participación.

1.3.2.4 Analizar cuáles han sido las inversiones más representativas que se han realizado en el sector petrolero una vez llevada a cabo la renegociación.

1.3.2.5 Determinar la existencia de una nueva carga impositiva a los ingresos generados por las empresas operadoras.

1.3.2.6 Elaborar y analizar los ingresos de manera comparativa entre las dos modalidades contractuales, y determinar su impacto en la economía del Estado Ecuatoriano.

## **1.4 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA**

### **1.4.1 Delimitación Geográfica**

La delimitación geográfica del presente proyecto se limitará a la actividad petrolera de los campos marginales Tigüino y Ancón operados por la empresa brasileña Petrobell, que se encuentran ubicados en la provincia de Orellana y Santa Elena respectivamente.

### **1.4.2 Delimitación Temporal**

El período de análisis corresponde al lapso comprendido entre el año 2010 y 2011, etapa en la cual se dio el proceso de renegociación de los contratos petroleros de campos marginales entre el Estado Ecuatoriano y las empresas privadas.

## **1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.5.1 Justificación Teórica**

El presente estudio consiste en realizar un análisis económico y financiero como resultado de los cambios que se realizaron en los contratos petroleros además de conocer sobre los ingresos que el Estado ecuatoriano recibe de la producción; se podría decir que ahora sí el petróleo que produce Ecuador es del Estado ecuatoriano porque de ahora en adelante el Estado recibirá el 100% de los incrementos del precio del petróleo luego de la firma de 11 nuevos contratos por tres años con cinco empresas que operan campos marginales en el país.

Ecuador recibirá alrededor de US\$180.3 millones en inversiones por la suscripción de contratos por prestación de servicios que establecen el pago de una tarifa fija por cada barril de petróleo extraído. Dichas inversiones irán a producción y exploración.

La aprobación en julio de una reforma a la Ley de Hidrocarburos declaró los contratos vencidos de participación, y dio plazos de cuatro meses a las empresas grandes y seis meses a las que explotan campos marginales para cambiar sus contratos o abandonar el país.

Los contratos por participación sólo dejaban al país 18% de lo extraído, mientras que los de prestación de servicios otorgan al Estado la propiedad del

100% de la producción y las empresas reciben un monto fijo de entre \$24 y \$31.9 por barril extraído, en el caso de las que explotan campos marginales en la Amazonia —que constituyen 5% de la explotación petrolera del país—, mientras que las grandes reciben entre \$35 y \$41.

Para obtener mayores utilidades, las empresas privadas a las que se les pagará una tarifa fija deberán reducir costos, lo que redundará, a su vez, en un aumento del impuesto a la renta del Estado.

Las cinco empresas que firmaron contratos son la argentina Tecpecuador, la brasileña Petrobell, el colombiano Consorcio Pegaso y las españolas Petróleos Sudamericanos y Repsol-YPF.

En noviembre, el gobierno ecuatoriano ya había firmado convenios con la chilena Enap, Repsol-YPF, las chinas Andes Petroleum y PetroOriental y la italiana ENI, que operan yacimientos grandes que representan 86% de la explotación privada.

Sin embargo, siete empresas decidieron dejar el país al no aceptar las nuevas condiciones. Se trata de las estadounidenses Bellwether y EDC, los consorcios Gran Colombia y Petróleo Amazónico, de capitales mixtos ecuatorianos, colombianos y venezolanos, la brasileña Petrobras, la coreana Canadá Grande y la china CNPC, que deberán liquidar sus inversiones y transferir sus actividades a las estatales Petroamazonas y Petroecuador.

Para llegar a los acuerdos se tuvo un equipo de renegociación trabajando seis meses, por turnos, con los equipos de las petroleras. El equipo del gobierno fue de gran calidad profesional e inflexible se les habían dado como objetivo una tarifa, y no les importó desconocer las cifras de reservas y otras que el propio gobierno había manejado.

Cinco compañías petroleras que operaban campos marginales renegociaron sus contratos con el Estado ecuatoriano y migraron a uno de Prestación de Servicios.

Las empresas que se quedan en el país son Petrobell que opera los campos Tigüino y Ancón; Petrosud-Petroriva, de los pozos Palanda y Pindo; Tecpecuador que explota el campo Bermejo; Repsol, en Tivacuno y Consorcio Pegaso que está en el campo Puma.

Mientras tanto, las compañías que no renegociaron los contratos son: Consorcio Gran Colombia, que opera el campo Armadillo; Bellwether que explota el campo Charapa; Consorcio Petrolero Amazónico, del pozo Pucuna y Singue. El ministro Pástor, señaló que en el primer caso no hubo acuerdo en la tarifa, por lo que el campo entrará a licitación, al igual que Charapa, que tuvo el mismo problema.

Las empresas que se quedan invertirán 180 millones de dólares, de los cuales 26,6 millones de dólares serán destinados a la exploración y 153,7 millones de



dólares son inversiones nuevas. “Son campos pequeños que en su totalidad representan 24 mil barriles, que constituyen el 5% de la producción nacional.

### **1.5.2 Justificación Metodológica**

Dentro de la Industria Petrolera existe una amplia información que se podrá combinar con la investigación de campo, con el fin de contar con un sólido conocimiento en el tema y desarrollar un análisis objetivo del tema.

Para la realización de la investigación se hará necesario recurrir a fuentes de información primarias, tales como: entrevistas, observación, entre otras; y fuentes de información secundarias: textos bibliográficos, artículos de revistas enciclopedias, índices e indicadores económicos, etc.

En el transcurso de la investigación también se utilizarán herramientas metodológicas como matrices cuantitativas y cualitativas que permitirán determinar de forma medible los resultados y avances del modelo con el objeto de transformarlas en indicadores que se verán reflejados en gráficos analíticos.

También es necesario indagar en estudios bibliográficos que contengan datos estadísticos descriptivos y actualizados sobre el tema con el fin de evaluar objetivamente la información y realizar proyecciones ajustadas a la realidad en el mediano y largo plazo.

### **1.5.3 Justificación Práctica**

El Ecuador actualmente y desde el boom petrolero financia la gran mayoría de sus gastos con la venta de petróleo en gran parte y por exportaciones tradicionales y no tradicionales.

El problema que se le puede presentar al Ecuador es que debido a la gran volatilidad del precio en el mercado internacional el Presupuesto General del Estado se vea desfinanciado, esto trae consigo un deterioro en los agregados económicos. Analizando desde la época democrática del Ecuador, éste solo ha obtenido tres superávits, y en gran parte se debió a que el precio del petróleo en el mercado internacional era mayor a lo pronosticado para el financiamiento del Presupuesto General del Estado en esos años. Fue precisamente en el año de 1979, 1993 y 1997 los que registraron superávits gracias a que se fijó en el presupuesto un precio de barril de petróleo inferior al que el mercado registró.

La dependencia de este rubro por parte del Ecuador y más aún con la dolarización, hace pensar que si el gobierno no controla sus gastos gubernamentales, y si no mejora más en la eficiencia de cobro de impuestos seguirá sin poder crecer económicamente, y sin elevar la calidad de vida.

El alcance que tendrá esta investigación será determinar el impacto económico y financiero luego de la firma de los contratos de campos marginales en el Ecuador, así como el impacto en las zonas de influencia en términos de aportes

a la comunidad con beneficios de salud e infraestructura antes y después de la firma de los contratos, por parte de las empresas operadoras.

Como se puede ver el tema a tratarse en este estudio es de gran repercusión social ya que tiene un efecto directo en la economía del Estado Ecuatoriano, y permitirá a los lectores lograr un mejor entendimiento de cómo se está administrando uno de los principales recursos del país.

El autor al estar involucrado en la industria petrolera se enfoca en el estudio de este tema por la actualidad de la problemática y un interés personal de conocer cuál será el verdadero efecto de la renegociación financiero y económico en la industria petrolera de campos marginales en el Ecuador por efecto de las renegociaciones de los contratos con el Estado ecuatoriano en el año 2011, definir ventajas, desventajas y cuál será la situación antes y después tanto de las empresas prestadoras de servicios como del Estado Ecuatoriano.

## **1.6 METODOLOGÍA**

### **1.6.1 Tipo de estudio**

La investigación que se realizará en el estudio es de tipo exploratorio y descriptivo; ya que con la información general que se obtuvo para la construcción del marco teórico se pudo determinar que la renegociaciones de los contratos de campos marginales con el Estado ecuatoriano dará lugar a una

serie de cambios económicos tanto para el Estado como para las compañías privadas prestadoras de servicios, por tal razón se realizará un análisis financiero y económico de estos cambios que permitan lograr un mejor entendimiento de la situación actual.

### **1.6.2 Método de investigación**

La metodología de la investigación será fundamentalmente bibliográfica y descriptiva. Bibliográfica porque se realizarán consultas de reportajes, folletos, boletines, revistas, leyes, reglamentos y cualquier otro tipo de información escrita que se considere importante y necesaria para la investigación.

Descriptiva ya que utiliza datos históricos y comparativos entre el contrato de prestación de servicios y el contrato de participación que permita conocer la conveniencia para el estado de uno u otro contrato. Se describirán las principales características de los contratos necesarios para entender la industria de hidrocarburos en el Ecuador.

### **1.6.3 Técnica de recolección de datos**

#### **1.6.3.1 Fuentes primarias**

La información primaria se obtendrá de las compañías prestadoras de servicios petroleros que han realizado la renegociación de los campos

marginales y del Ministerio de Energías y Minas del Ecuador, de donde se obtendrá toda la información de incidencia directa con el tema de estudio.

#### **1.6.3.2 Fuentes secundarias**

Por otra parte la información secundaria se la obtendrá de artículos, folletos, revistas de opinión, publicaciones oficiales del Estado, y demás fuentes de información que presenten comentarios, análisis u opiniones del tema de estudio.

## **2. CAPÍTULO II: EL PETRÓLEO EN EL ECUADOR**

### **2.1 LA ACTIVIDAD PETROLERA EN EL ECUADOR**

#### **2.1.1 Primeros Indicios**

En Ecuador se explota petróleo en dos zonas: en la Península de Santa Elena y en la Amazonía. Recién a mediados del siglo XIX se conocen datos ciertos sobre la existencia del petróleo en nuestro país. El geógrafo ecuatoriano, Manuel Villavicencio, en su libro (1858) “Geografía sobre el Ecuador” relata que encontró presencia de asfalto y alquitrán en el río Hollín, y en los manantiales salitrosos de la cordillera del Cutucú, provincia de Morona Santiago.

Este relato coincide con otros hechos que se dan en el ámbito mundial: en 1859 brota petróleo en Pennsylvania, Estados Unidos; y en 1882, Rockefeller funda la empresa Stándar Oil. Coincidentemente para esos años aparecen los primeros motores a gasolina o motor a combustión.

### 2.1.2 El Hallazgo de Petróleo en Cantidades Comerciales

Las primeras actividades hidrocarburíferas en el país se desarrollaron en la Península de Santa Elena, en donde a comienzos del siglo XX se realizó la perforación del pozo exploratorio Ancón 1 a cargo de la compañía Inglesa Anglo Ecuadorian OilFields, en el año 1911, el cual arrojó un crudo de 32° API.<sup>7</sup>

Posteriormente en 1919 la Anglo perforó el pozo Ancón 4 el mismo que durante su explotación alcanzó un pico de producción de 3,000 barriles diarios de crudo de 32° API. Durante 1925 se tiene registrado una producción de 130,365 barriles anuales. En 1940 se realizó la construcción de la refinería La Libertad la misma que tiene dos plantas de destilación primaria que le permite procesar mil barriles de crudo por día.<sup>8</sup>

Todas las actividades que se realizaron hasta aquel entonces se caracterizaron por privilegios y concesiones a varias compañías extranjeras sin mayor beneficio para el Estado Ecuatoriano.

A partir de 1927, se produjo un incremento sustancial de la producción petrolera de la compañía Anglo en esa región, de 3000 barriles diarios de

---

<sup>7</sup> GERENCIA DE ECONOMÍA Y FINANZAS, PLANIFICACIÓN COORPORATIVA DE PETROECUADOR. (2006). **Informe Estadístico 1972-2006**. Ecuador. p.32.

<sup>8</sup> GUERRA VIVERO E. (2003). **Las relaciones sociales, ambientales y culturales en la región Amazónica: Las empresas petroleras, las etnias y el Estado**. Ecuador.

promedio anual, continuó incrementándose consistentemente hasta 1955 cuando alcanzó su máximo nivel con cerca de 10 000 barriles por día de promedio anual.<sup>9</sup>

La historia del petróleo en el Litoral ecuatoriano se resume así:

En 1878 en la Parroquia de Santa Elena, se otorga la primera concesión, a favor del ciudadano colombiano M.G. Mier, para que pueda extraer de los terrenos comprendidos en esta jurisdicción, toda especie de sustancias bituminosas que en ellos se encuentren, tales como petróleo, brea y kerosene.

Durante el año 1885 el italiano Salvador Viggiani consolida los derechos de varios concesionarios de esos suelos.

Y un año más tarde (1886), se expide el Primer Código de Minería del Ecuador por parte del Congreso de la República, en el cual se declara la propiedad estatal sobre minas, pero que reconoce el dominio particular sobre la superficie del terreno que las cubra.

Para 1890, El Congreso reforma el Código de Minería e introduce una enmienda que permita el arrendamiento de las minas hasta por 50 años, disposición que fue derogada por el Congreso de 1901.

---

<sup>9</sup> GORDILLO R. (2003). **¿El Oro del Diablo? Ecuador: historia del petróleo**. Ecuador: Corporación Editora Nacional. p. 35.



En 1902, se concede a Salvatore Viggiani derechos sobre los yacimientos Carolina, Las Conchas y Santa Paula, en una extensión de 1.200 hectáreas. Estos yacimientos se otorgaron más tarde al Dr. Francisco Illescas, quien traspasó el dominio a la empresa Carolina Oil Company. (La concesión caducó en 1972 y desde 1973 los campos revirtieron al Estado, a través de CEPE, que recién en 1976 asumió su explotación).

En el año 1909, se firmó el contrato para la exploración y explotación de minas y yacimientos de petróleo, asfalto y gas natural, a favor de Carlton Granville Dunne.

Para ese mismo año, la firma Medina Pérez obtiene derechos para explorar y explotar petróleo de 23 yacimientos repartidos en una superficie de 8.900 hectáreas. Para ello funda la empresa Concepción Ecuador Oil Limited.

En 1911, llegaron al Ecuador los primeros equipos manuales de perforación a percusión, importados desde Inglaterra por el geólogo francés Carlos Van Isschot.

El primer pozo petrolero se perforó en 1911 en la Península de Santa Elena, denominado Ancón 1, con resultados positivos. Desde esa fecha se inició la explotación de petróleo en el Ecuador.

En ese mismo año, el Presidente Leonidas Plaza Gutiérrez promulgó el Código de Minería reformado, que declara de propiedad estatal al petróleo y demás sustancias sólidas.

Mientras que en 1916, se formó, en Guayaquil, la compañía Mine Williamson y Co., para explotar el petróleo de la Península de Santa Elena (hoy provincia del mismo nombre). Ya en 1919, se funda, en Londres, la Anglo Ecuadorian Oilfields Limited para explorar yacimientos en la Península de Santa Elena. La empresa se instaló en Guayaquil, en 1923, y obtuvo -por traspaso- los derechos de la empresa Mine Williamson.

Dos años más tarde (1921), el Presidente José Luis Tamayo expidió la Primera Ley sobre yacimientos o depósitos de hidrocarburos, inspirado por un abogado extranjero que entonces estaba de paso por el país.

En 1929, la empresa Petrópolis Oil Company obtuvo una concesión de 1.200 hectáreas en la Península de Santa Elena. Sus estructuras resultan positivas y acrecientan el interés por otras áreas de la región. En ese mismo año, la sociedad conformada por Ecuadorian Oilfields Limited y Juan Xavier Marcos obtuvo concesiones en esta zona.

Continuando con la historia para el año 1933, se crea la Dirección General de Minas y Petróleos, adscrita al Ministerio de Obras Públicas, y se nombra a su

primer director, justamente a quien fuera gerente vitalicio de la Anglo, Enrique Coloma Silva.

Durante la dictadura de Federico Páez (1937), se promulgó una nueva Ley de Petróleos que facilitaba la apertura ilimitada del país a compañías extranjeras.

Y un año más tarde (1938), el Jefe Supremo de la República, General Alberto Enríquez Gallo, expidió el Decreto No 45, que introdujo modificaciones al contrato e incrementó las regalías a la compañía Anglo, en beneficio del país.

En 1941, la Compañía Petrolera Comercial de la Costa, Ecuapetrol, logró una concesión que posteriormente la traspasó a Manabí Exploration Company, la cual emprendió la búsqueda de petróleo en la provincia de Esmeraldas, en la frontera con Colombia. Esta empresa se adjudicó tierras en Daule, cerca de Guayaquil, que luego las traspasó, en 1950, a la compañía Tennessee. Meses más tarde, se creó La Cautivo- Empresa Petrolera Ecuatoriana, que ocupó el segundo lugar en importancia en la Península, después de la Anglo.

Posteriormente en 1954, la California Oil Company, subsidiaria de la Standard Oil Company, obtuvo en concesión áreas para explotar en las costas del Golfo de Guayaquil, en la cuenca de Manta y en la Provincia de Esmeraldas, en Borbón. Los resultados son negativos y las concesiones devueltas.

En 1957, se entregó en concesión a la empresa de Alberto Puig Arosemena 2.460 hectáreas.

Para el año 1964, la Junta Militar de Gobierno otorgó al Consorcio Texaco-Gulf, por el lapso de 40 años, prorrogables por 10 más, una concesión de un millón 431 mil 450 hectáreas, en la región amazónica.

Más tarde en 1965, la Anglo Ecuadorian Oilfields Limited amplió sus concesiones en el Litoral al recibir una adjudicación de 491 mil hectáreas para la explotación. Los resultados de la búsqueda son negativos y por ello devolvió las áreas adjudicadas.

Finalmente dos años después (1967), la Compañía Anglo proclama que los yacimientos de la Península de Santa Elena están casi agotados, por lo que su operación no es rentable, por ello, determinó que desde esa fecha se dedicará a la refinación, mediante la importación de mezclas de crudos y al monopolio en la distribución de gasolinas de 64 y 80 octanos.

En todo su período de explotación, la producción de la Península de Santa Elena sirvió únicamente para atender el abastecimiento interno. Los saldos exportables fueron muy bajos.

**Figura 1:** Primer pozo petrolero perforado en Ancón, provincia de Santa Elena.



**Fuente:** El petróleo en el Ecuador: su historia y potencial

La explotación y refinación del petróleo encontrado en la provincia de Santa Elena, sirvió para el autoabastecimiento de combustibles al mercado interno, sin embargo el crecimiento de la población ecuatoriana y por ende de la demanda de derivados, originó que los niveles de producción alcanzado hasta 1955 de aproximadamente 10,000 barriles diarios sea insuficiente para cubrir las necesidades nacionales.

Esto motivo a los gobiernos ecuatorianos de turno a iniciar una intensa búsqueda de hidrocarburos en el país, con el cual se inició una época de concesiones y arrendamientos indiscriminados a compañías privadas y a personas naturales. A partir de 1921 se registran antecedentes de actividades de exploración en la región oriental, pues una concesión de más de 2 millones de hectáreas para prospección petrolera en la región amazónica fue otorgada a la compañía Leonard Exploration Company.

La compañía Shell exploró en la región amazónica ecuatoriana en la década de 1940, en donde perforó varios pozos exploratorios, entre los que se puede señalar a Macuma 1, Cangaime 1, Orlán 1 y Tiputini1.<sup>10</sup>

Actualmente en la Amazonía se extrae y exporta dos tipos de crudo, el crudo denominado “Oriente” el cual tiene 26° API, es decir un crudo liviano y de mejor calidad que se ha venido agotando con el tiempo, y crudo más pesado conocido como “Napo” el cual posee 19° API. Los yacimientos que se encuentran por explotar en la Amazonía, Centro y Sur oriente son reservas de crudo pesado es decir entre 15° y 20° API.

### **2.1.3 Resumen de la Actividad Petrolera en el Oriente**

En 1921 el gobierno ecuatoriano otorgó la primera concesión en esta región, a Leonard Exploration Co., de Nueva York, EEUU., compañía a la cual se le concesionó un área de 25 mil kilómetros cuadrados por un período de más de 50 años, con la finalidad de realizar estudios, exploración y explotación, sin embargo esta se canceló 16 años más tarde porque la compañía se negó a pagar al Estado ecuatoriano una deuda de 126 mil sucres.

Durante 1938, a un precio de cuatro centavos de sucre por hectárea se concedieron 10 millones de hectáreas al grupo Royal Dutch Shell, a través de

---

<sup>10</sup> GERENCIA DE ECONOMÍA Y FINANZAS, PLANIFICACIÓN COORPORATIVA DE PETROECUADOR. (2006). Op Cit. p.32

una compañía fantasma: la Anglo Saxon Petroleum Co., que en poco tiempo transfirió sus acciones a la Shell, con el aporte de abogados y políticos nacionales.

Dos hechos importantes sucedieron en 1948; primero la empresa Shell devolvió al estado parte de la concesión, argumentando que no existe petróleo en la zona, esto generó que años después, Galo Plaza el entonces Presidente del Ecuador, después de haber realizado una visita a la región amazónica exprese la famosa frase: “El Oriente es un mito, el destino ha querido que no seamos un país petrolero, sino agrícola”, también se decretó una nueva concesión de cuatro millones de hectáreas, a 10 centavos de sucre por hectárea, a favor de Consorcio Estándar Royal (Esso Shell).

La década de los 60 se marca una triste historia en el Ecuador, cuando se otorga una concesión de cuatro millones 350 mil hectáreas, a favor de Minas y Petróleos del Ecuador, su presidente el ciudadano austriaco: Howard Steven Strouth, quien posteriormente traspasó la concesión a Coca Consorcio Texaco Gulf en una suma millonaria, sin conocimiento ni autorización del gobierno nacional, motivo por el cual tuvo que pagar al Estado Ecuatoriano S. /0.022 por hectárea. En este contrato en particular el Ecuador se reservó el cobro de regalías a los derivados que se obtenían con el petróleo.

Howard Steven Strouth, vende las acciones de Minas y Petróleos a ocho compañías internacionales y, él mismo, conforma una serie de empresas

fantasmas a las que sucesivamente traspasa acciones. Finalmente, negocia el 75 por ciento de acciones con las compañías Norsul y Fénix de Canadá.

En respuesta a toda esta serie de irregularidades, años después, se decretó el impuesto del 86% al traspaso ilegal de concesiones realizadas en el pasado y se dispone que el consorcio Texaco-Gulf se constituya en Agente de Retención de ese impuesto. Su producto se destina a la capitalización del Banco Nacional de Fomento.

La compañía Minas y Petróleos se negó a cumplir con las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos por lo cual da por terminado su contrato con el Estado Ecuatoriano, todas sus áreas e instalaciones pasaron al control de CEPE, sin embargo el Estado ecuatoriano puso a licitación estas áreas, pero solo dos empresas presentaron ofertas: Kopex de Polonia y YPF de Argentina, esto se dio gracias al boicot de la compañía de Minas y Petróleos quien amenazó a las empresas interesadas en participar con demandas si firmaban contratos con el país.

En 1965 mediante decreto nacional se establece, que el límite de las áreas para exploración será de 500 mil hectáreas y de 250 mil hectáreas para explotación, situación que afectó al consorcio Texaco-Gulf a quien la Junta Militar de Gobierno le había otorgando un año antes (1964), por el lapso de 40 años prorrogables por 10 años más, una concesión de 1.4 millones de hectáreas, por lo que el área se disminuyó en base a al nuevo decreto.



Un exitoso encuentro que dio inicio a una nueva etapa petrolera en el Ecuador ocurrió el 29 de marzo de 1967, cuando el pozo Lago Agrio No 1, produjo 2,610 barriles diarios de petróleo, a una profundidad de 10,171 pies, los cuales pertenecían a la concesión Texaco Gulf. A partir de entonces aumentó el proceso para la explotación de áreas hidrocarburíferas, ya que solamente en los meses de julio y agosto de 1968 se otorgaron concesiones a siete empresas por cerca de cuatro millones de hectáreas.

La actividad petrolera comenzó a tener protagonismo en la economía ecuatoriana y en 1970 la compañía William Brothers inició la construcción del sistema de Oleoducto Transecuatoriano para transportar el crudo desde el Oriente hasta Balao.

Considerando el crecimiento vertiginoso que la industria petrolera estaba teniendo, se hizo una necesidad imperante el establecimiento de normativa y regulaciones legales, es así que en 1971 el presidente Velasco Ibarra promulgó la Ley de Hidrocarburos y la Ley Constitutiva de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, las cuales entraron en vigencia en 1972.

En este mismo año, se revisó el contrato original de Texaco-Gulf y se obliga a la empresa a devolver al Estado ecuatoriano 930 mil hectáreas.

Para el año de 1972, en vísperas de iniciar las exportaciones de crudo Oriente, más de cuatro millones de hectáreas de la región Amazónica y del Litoral

estaban en poder de diversas compañías extranjeras. Desde mediados de este año, el sector petrolero asume importancia inusitada en la estructura económica del país, porque produce cambios económicos sustanciales en el comportamiento financiero del Ecuador.

Estos hechos enunciados rápidamente muestran la historia de las inversiones “petroleras privadas” en Ecuador. Las actitudes no han cambiado en absoluto, se aprovecha de la ignorancia y/o corrupción para lograr beneficios para capitales extranjeros, que generalmente dejan muy poco para Ecuador.

En adelante, el país concentrará su esfuerzo en explorar en la Amazonía mediante una concesión de más de tres millones de hectáreas, obtenida a través de una división de la empresa denominada Anglo Oriente.<sup>11</sup>

#### **2.1.4 La actividad petrolera en el Ecuador en los últimos años**

En 1972 el Estado Ecuatoriano crea la empresa petrolera CEPE y compra el 37.5% de las acciones del consorcio con lo que paso a poseer el 62.5% de derecho y acciones que le permitieron evacuar su propia producción petrolera, finalmente en 1989 el Estado a través de Petroecuador consolidó la propiedad total sobre el Oleoducto anteriormente en manos de la empresa privada.

La capacidad instalada del sistema de oleoducto ha sido incrementada conforme a las necesidades de producción, en 1985, en 1992 y en el 2000, debido al

---

<sup>11</sup> PETROECUADOR. (2002). **El petróleo en el Ecuador: su historia y potencial**. Ecuador. p. 6-12

crecimiento de la explotación petrolera de los campos de la Amazonía, su operación continua tiene la capacidad actual de transportar 340,000 barriles por día.

El sistema de oleoducto transecuatoriano está constituido por una terminal de almacenamiento en su cabecera de Lago Agrio, con capacidad para más de dos millones de barriles, está integrado por 6 estaciones de bombeo, Lago Agrio, Lumbaqui, el salado, Baeza y Papallacta en la región oriental, y Quinindé en la provincia de Esmeraldas. Además tiene 4 estaciones reductoras de presión que controlan y regulan el descenso del crudo desde la cima de la cordillera de los Andes hasta la estación de bombeo de Quinindé.

La tubería que atraviesa oriente, sierra y costa culmina en el terminal marítimo de Balao que tiene una capacidad de almacenamiento de más de 3,220,000 barriles, el terminal marítimo de Balao es responsable de recibir y almacenar el crudo transportado por el oleoducto, coordinar la operación de entrega de crudo a las refinerías y embarcar el crudo Oriente para exportación para lo que cuenta con dos boyas con capacidad de amarre de 100,000 toneladas de peso muerto y un sistema de bombas y líneas submarinas para carga y descarga, a través de estos modernos sistemas fluye el crudo de exportación a los buques tanques que llevan el petróleo a los diferentes mercados del mundo.

Según el Informe Anual de Operaciones del 2011 emitido por EP Petroecuador. Durante el año 2011 las actividades de exploración y producción

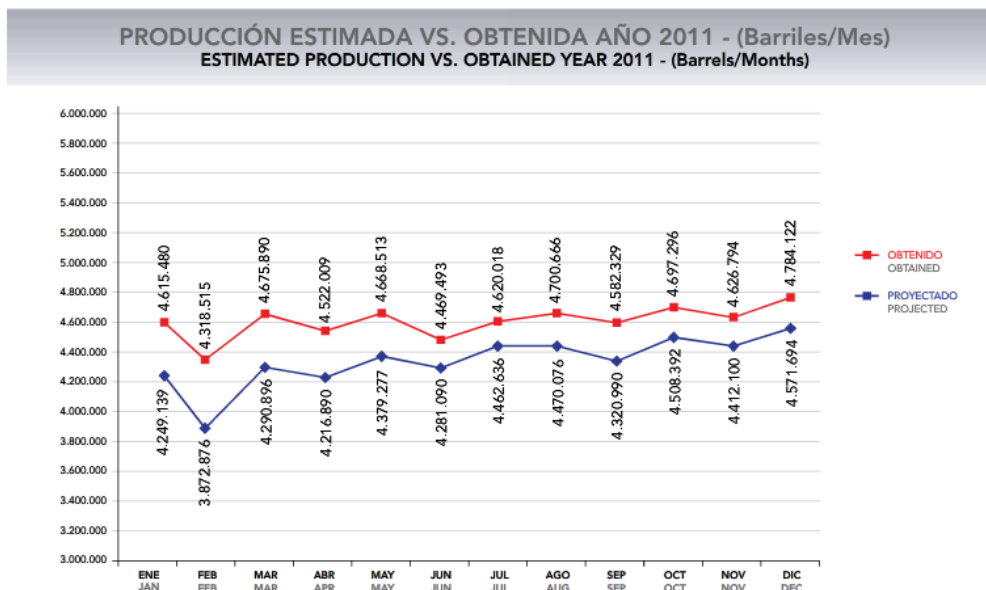
hidrocarburífera se llevaron a cabo de forma exitosa conforme el Plan Operativo de la Empresa, alcanzando un cumplimiento del 106.24% en relación a la producción de crudo programada.

En este año los objetivos estratégicos empresariales se basaron en incrementar el volumen de reservas y optimizar la exploración de crudo, mismos que se encuentran alineados al Objetivo 11 del Plan Nacional del Buen Vivir.

Como resultado de las actividades exploratorias se obtuvieron 35,0 millones de barriles de crudo en reservas probables y 5,5 millones de barriles de crudo en reservas probadas, que sumaron un total de 40,5 millones de barriles de reservas incorporadas. Los pozos exploratorios perforados fueron Cobra 1, Aguarico 1, y Chonta Este 1.

Las actividades de operación realizadas durante el 2011 se llevaron a cabo alineadas al “Programa del Potencial del Crudo por Campos Año 2011 Barriles”, alcanzando una producción en campo promedio diaria de 151,455.14 barriles de crudo. Este volumen fue superior a la meta de producción promedio programada en 142,565 barriles de petróleo lo que significó un excedente de 3, 245,069 barriles de petróleo correspondiente a un promedio de 8,891 barriles por día.

La producción total generada para el país durante el 2011 fue de 55, 281,125 barriles de petróleo.

**Figura 2:** Producción estimada vs. Obtenido año 2011-(Barriles/Mes)

**Fuente:** Gerencia de Explotación y Producción.

Las áreas Auca, Shushufindi y Libertador reportaron una mayor producción en relación a la proyectada con un cumplimiento del 117,25%, 114,01% y 106,04%, respectivamente.

Durante el 2011 el mayor volumen de producción se registró el 30 de diciembre con 157,118 barriles superando con 14,553 barriles la meta promedio anual prevista de 142,565 barriles por día.

A nivel global la producción nacional de petróleo se redujo de 536 mil barriles promedio por día en el 2006 hasta 486 mil en 2009 y 2010, para subir a 500 mil barriles en 2011 y a 504 mil barriles en el 2012.

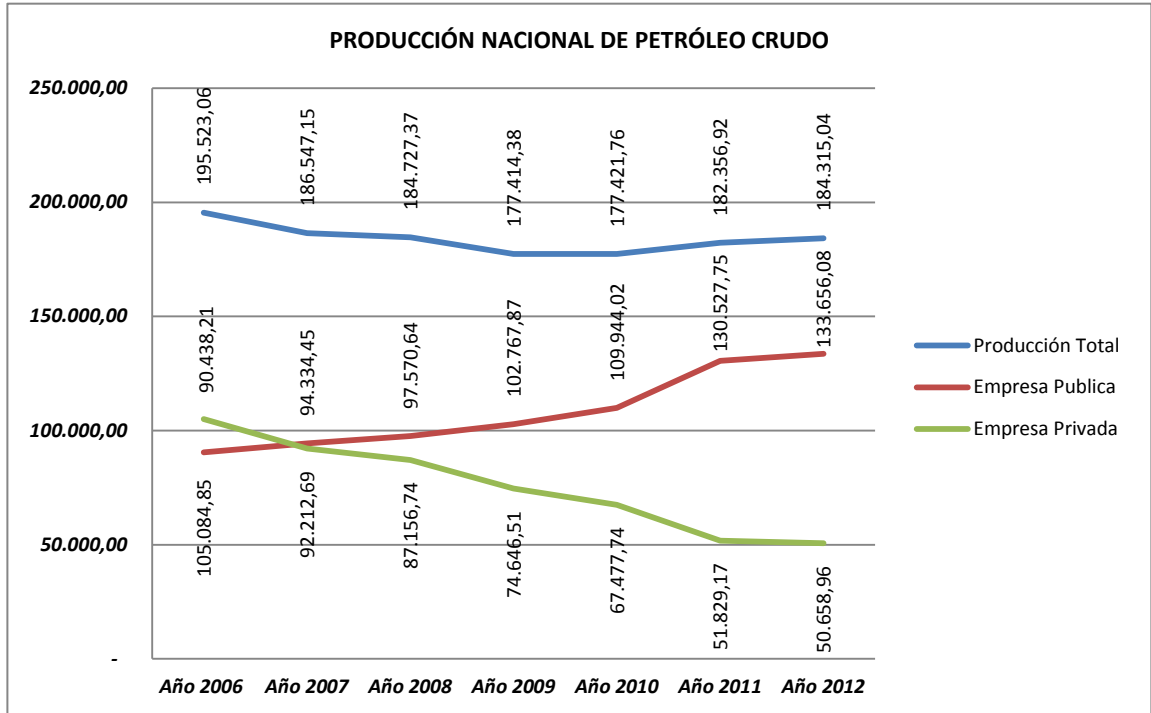
**Tabla 1:** Producción nacional petróleo crudo en campos (en miles de barriles)

Período	Producción nacional petróleo crudo en campos			
	Producción total	Producción prom / día	Por empresas	
			Empresas Públicas (1)	Privadas
	a=b+c		B	c
2006	195,523	536	90,438	105,085
2007	186,547	511	94,334	92,213
2008	184,727	505	97,571	87,157
2009	177,414	486	102,768	74,647
2010	177,422	486	109,944	67,478
2011	182,357	500	130,528	51,829
2012	184,315	504	133,656	50,659

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

La explotación estatal es la mayoritaria desde el 2007, alcanzando en el año 2011 más de 130 millones de barriles, es importante señalar que como explotación estatal a la presente fecha se considera la producción de PETROAMAZONAS EP, EP PETROECUADOR y OPERACIONES RÍO NAPO, por otra parte la explotación privada ha caído de más de 105 millones de barriles en el 2006 a poco menos de 51 millones en el 2012.

**Figura 3:** Producción Nacional de Petróleo Crudo

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

En la constitución del 2008 se incorporaron un grupo importante de decisiones que influyen directamente en la actividad petrolera del Ecuador, las más importantes se refieren a: los derechos de la naturaleza; la propiedad inalienable e imprescriptible de ciertos territorios por las nacionalidades y pueblos indígenas; la propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable de los recursos naturales por el Estado; su reserva del derecho para administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos; la prioridad de la inversión nacional sobre la extranjera; la forma de resolver litigios del Estado con empresas extranjeras.

Otras decisiones han tenido que ver con cambios de fondo en los contratos suscritos por el Estado y las petroleras, la salida de la Occidental Petroleum Company (OXY) del país, la revisión del régimen tributario de las empresas petroleras, la supresión de la tercerización de actividades laborales, el control ambiental de las operaciones petroleras, la entrega temporal a la Marina Nacional de la gerencia de la petrolera estatal, la gestión para que Venezuela, China, Rusia, Irán y otros países, a través de sus petroleras estatales, vengán a trabajar en el país en condiciones más favorables que las petroleras privadas.

Otro aspecto de gran repercusión es la decisión tomada por el Gobierno de negociar con los países desarrollados, un acuerdo por el cual el petróleo encontrado en el campo Yasuní, que suma muchos millones de barriles, se mantenga en el subsuelo siempre que esos países reconozcan al Ecuador un valor X por tal beneficio ambiental. Si no hay resultado, se explotaría ese petróleo, tomando en cuenta que está en una zona de una enorme biodiversidad y que es un parque nacional de dos millones de hectáreas, habitado por tribus de huaorani, tagaeri y taramenane, dueños de una cultura milenaria sobre la vida en los ecosistemas tropicales, lo cual causaría mucho daño.

Además otras ideas de gran repercusión son: la de instalar la llamada Refinería del Pacífico, que daría un giro sustancial a la industrialización del petróleo y la petroquímica en el país, incluso con aprovechamiento del gas asociado; al igual que la idea de construir un depósito subterráneo de gas licuado, que permitirá



ahorrar mucho dinero que antes se pagaba a la empresa dueña de un barco que servía de depósito de ese gas para abastecimiento nacional.

Según el Ministro de Recursos no Renovables Wilson Pastor, en el 2013 se cumplirá un nuevo record de producción, al alcanzar los 538 mil barriles diarios de producción, superando así el registro de 2006 de 536 mil barriles extraídos diariamente. También mencionó que para el 2014 incluso se mejorará ese registro al llegar a los 556 mil barriles diarios, es decir concluyó que la extracción petrolera está incrementándose.

Además expresó que las reservas actuales, sin tomar en cuenta las probadas en los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT) son 1,976 millones de barriles de petróleo, el bloque ITT tiene reservas probadas de 950 millones de barriles adicionales, una tercera parte de la cantidad de crudo que actualmente Ecuador puede extraer.

## **2.2 IMPACTO ECONÓMICO DE LA EXTRACCIÓN PETROLERA EN EL ECUADOR**

### **2.2.1 Participación del Petróleo en el Producto Interno Bruto PIB**

Desde el descubrimiento del petróleo hasta la últimas décadas, este recurso ha tenido una importante participación dentro del crecimiento de la economía, para el año 2005 el petróleo dentro del PIB real del país fue de alrededor del 17% y

esta contribución ha sido sostenida durante los últimos 7 años, teniendo el sector petrolero una participación promedio del 14,71%.

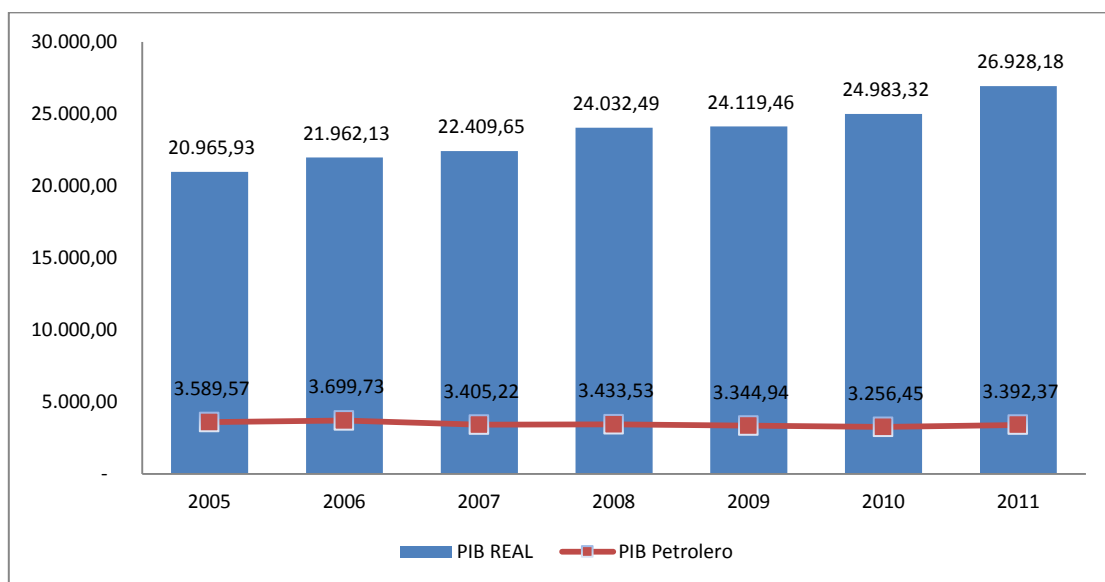
**Tabla 2:** Participación del Petróleo en el Producto Interno Bruto PIB (en millones de dólares)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>PIB REAL</b>	20,965.93	21,962.13	22,409.65	24,032.49	24,119.46	24,983.32	26,928.18
<b>PIB Petrolero</b>	3,589.57	3,699.73	3,405.22	3,433.53	3,344.94	3,256.45	3,392.37
<b>% PIB PETROLERO / PIB REAL</b>	17%	17%	15%	14%	14%	13%	13%

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

**Figura 4:** Participación del Petróleo en el Producto Interno Bruto PIB (en millones de dólares)

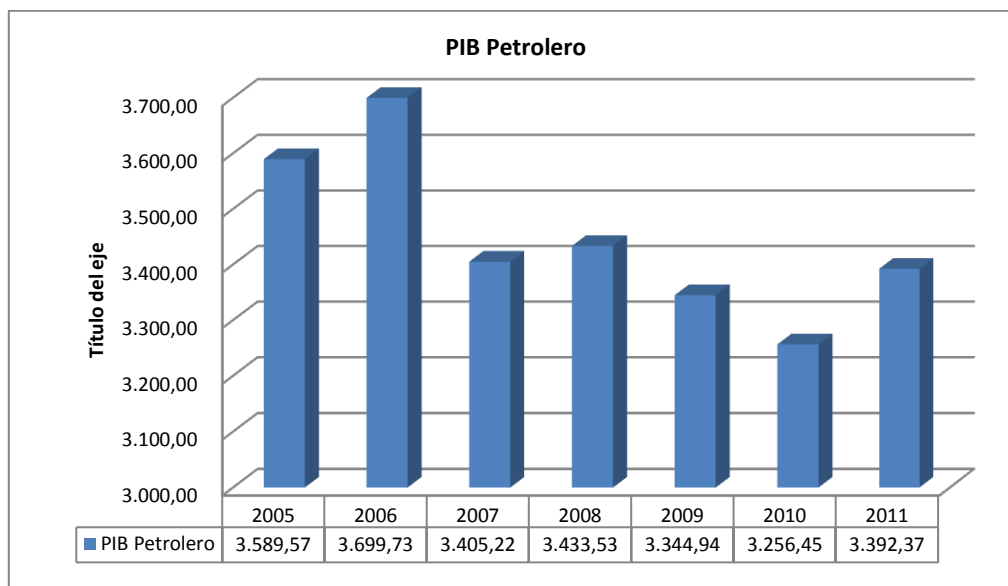


**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Entre el 2005 y el 2011 el PIB del sector petrolero decreció en términos reales en promedio -0.85% por año, estas variaciones están relacionadas directamente con los niveles de producción presentados durante estos años; por otra parte el PIB global presentó un crecimiento promedio anual de 4,29%, lo que muestra que a pesar de que el petróleo representa una parte importante del PIB, en los últimos años las actividades económicas que han presentado un mejor desempeño han sido: Electricidad y Agua; Acuicultura y Pesca de Camarón; Construcción y Obras Pública; y, Alojamiento y Servicios de Comida, aportando al crecimiento económico del país.

**Figura 5:** PIB Petrolero



**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

## 2.2.2 Ingresos Petroleros y Contribución al Presupuesto general del Estado.

El ingreso en el sector público está conformado por el flujo monetario proveniente del ejercicio de la capacidad de imposición tributaria, de la venta de los bienes y servicios, y de ingresos sin contraprestación. Los ingresos del Gobierno Central Ecuatoriano se dividen en Ingresos Corrientes y de Capital.

**Tabla 3:** Situación Financiera

Situación financiera			
INGRESOS		GASTOS	
CORRIENTES	CAPITAL	CORRIENTES	CAPITAL
Ingresos no Petroleros			
Tributarios		Sueldos y salarios	Adquisición de activos de capital fijo
A la renta	Venta de activos de capital fijo	Aportes al IESS	Compra de tierras y activos intangibles
Al patrimonio	Venta de terrenos y activos intangibles	Gasto en bienes y servicios	
Transmisiones de dominio		Intereses	
A la producción y ventas			
Transporte y comunicaciones			
Transacciones financieras			
Timbres			
Contribución especial de mejoras			
Otros ingresos tributarios			
No tributarios			
Tasas y derechos			
Rentas de la actividad empresarial			
Rentas patrimoniales			
Otros ingresos no tributarios			
Ingresos petroleros			
Transferencias	Transferencias	Transferencias	Transferencias
Corrientes	Capital	Corrientes	Capital
FINANCIAMIENTO DEL DÉFICIT O DISPOSICIÓN DEL SUPERÁVIT			
Financiamiento externo neto			
Financiamiento interno neto			
Variación de saldos de caja			
Otros			

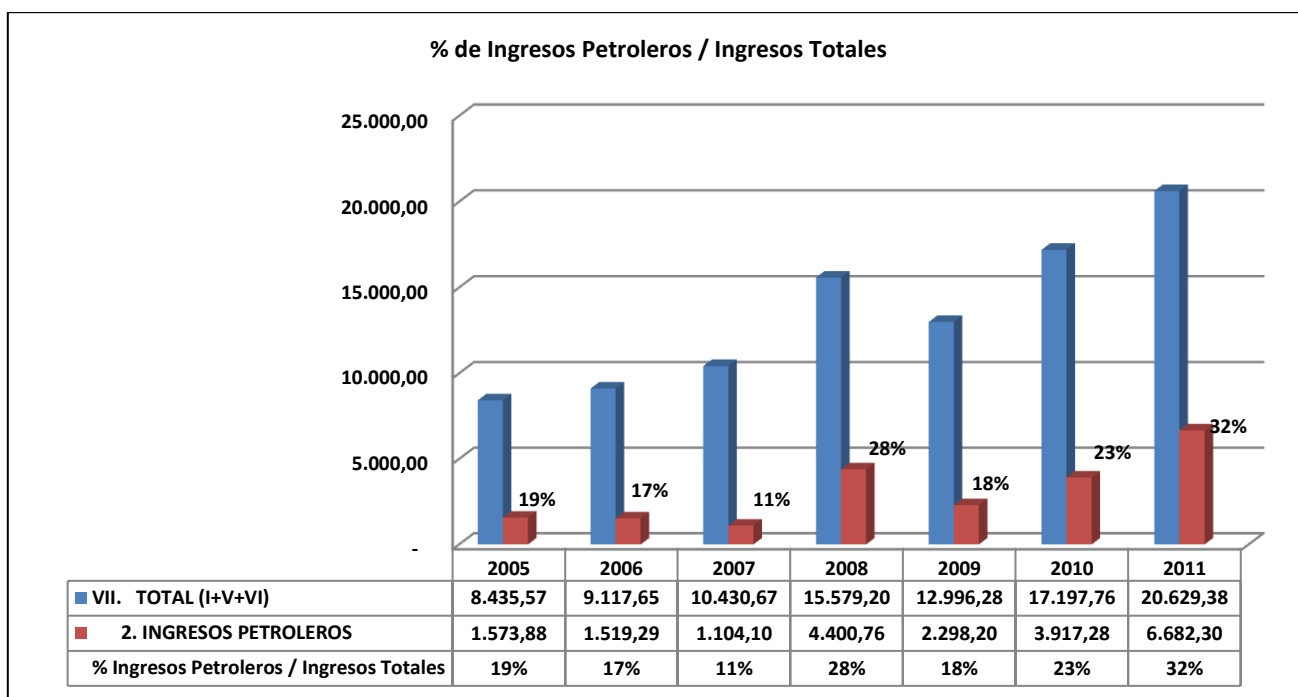
**Fuente:** BCE, Estadísticas de las finanzas públicas en el Ecuador: 1971-1999

Los Ingresos corrientes están integrados por todos los rubros que el Estado recauda como producto de la capacidad impositiva ejercida por este nivel de gobierno, como muestra el cuadro anterior dentro de los ingresos corrientes se

encuentran los ingresos petroleros, los cuales se generan de la exportación de crudo y de la venta interna de derivados, estos ingresos dependen de los niveles de producción, de las exportaciones, de los precios internacionales del petróleo crudo y derivados, de los precios de venta de los derivados de consumo interno y de los costos de producción.

Dentro del total de ingresos del Gobierno Central, existe una gran dependencia de los ingresos petroleros, los cuales en promedio han representado el 21% del total de ingresos percibidos por el Gobierno en los últimos 7 años, como se muestra en la siguiente gráfica.

**Figura 6:** Porcentaje de Ingresos Petroleros/ Ingresos Totales

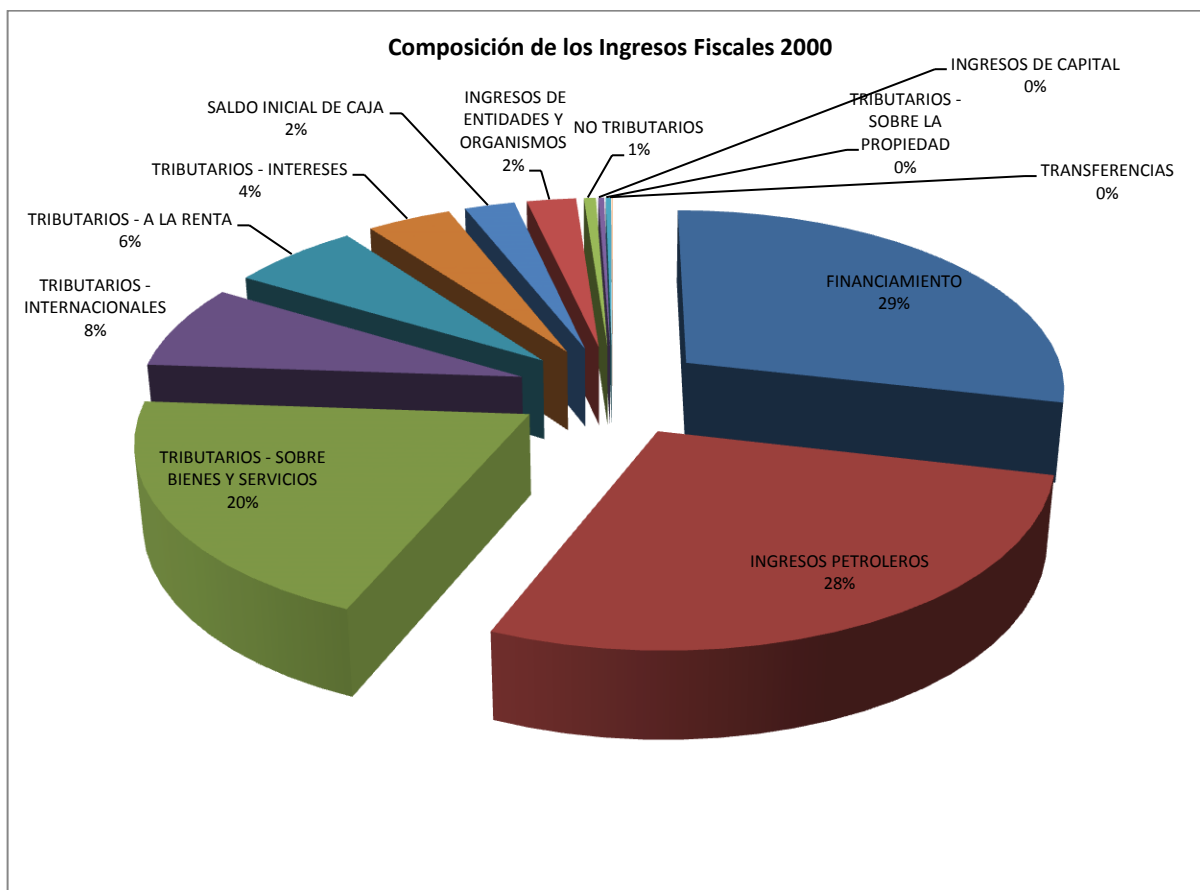


**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

En el año 2000 la participación de los ingresos petroleros fue del 28%, y representan una de las mayores fuentes de ingresos fiscales, únicamente superada por el financiamiento realizado por el Gobierno y por los ingresos tributarios en su conjunto.

**Figura 7:** Composición de los Ingresos Fiscales 2000



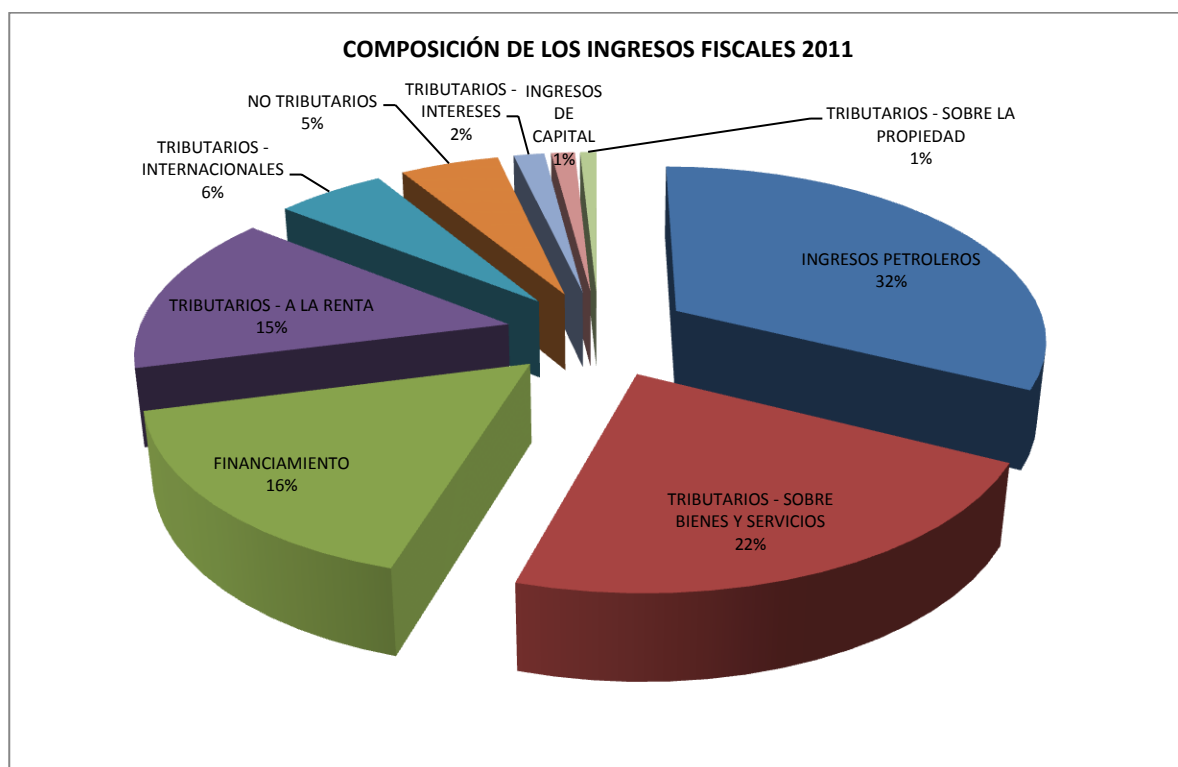
**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Para el año 2011, los ingresos fiscales tienen una distribución similar al año 2000, ya que los ingresos petroleros continúan teniendo una participación

significativa, llegando a representar el 32% del total de ingresos, y únicamente superado por los ingresos tributarios en su conjunto. Estos ingresos petroleros se originan fundamentalmente por la Venta de hidrocarburos y derivados.

**Figura 8:** Composición de los Ingresos Fiscales 2011



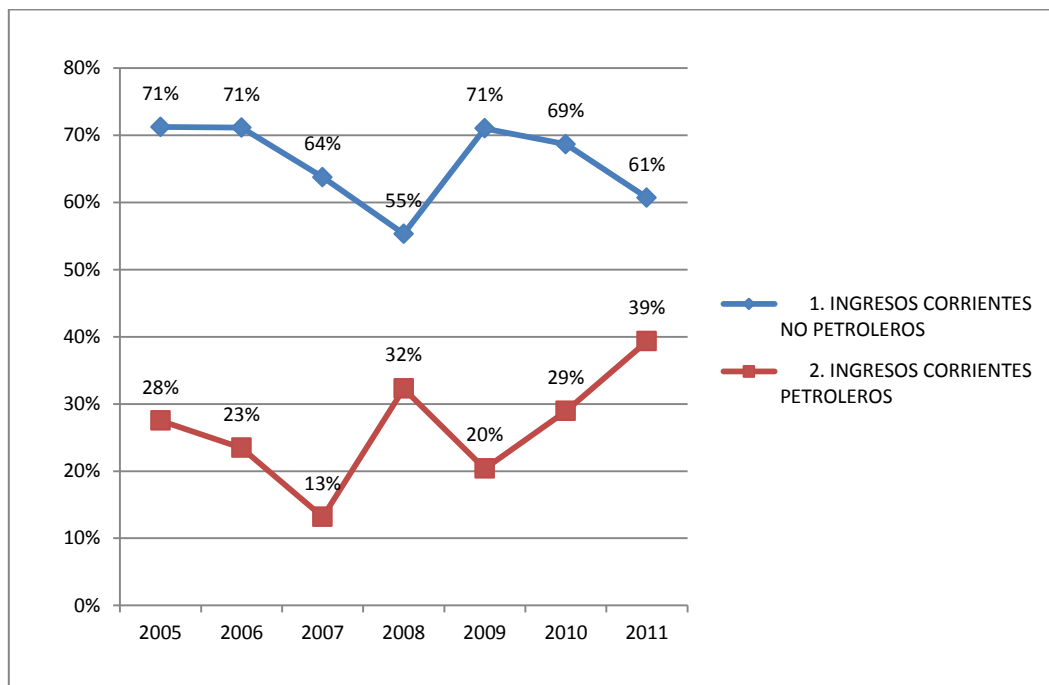
**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**Elaborado:** Andrés Cevallos

La Figura 6, muestra inicialmente una disminución en la participación de los ingresos petroleros dentro del Presupuesto General del Estado entre el 2005 y el 2007, la principal reducción se da en el 2007, esto por la disminución en los niveles de producción de petróleo crudo principalmente de las compañías

privadas, lo cual hizo que de los 195.52 millones de barriles producidos a nivel nacional en el 2006, se produzcan 186.54 millones de barriles en el 2007.

**Figura 9:** Composición de los Ingresos Corrientes del Estado



**Fuente:** Banco Central del Ecuador

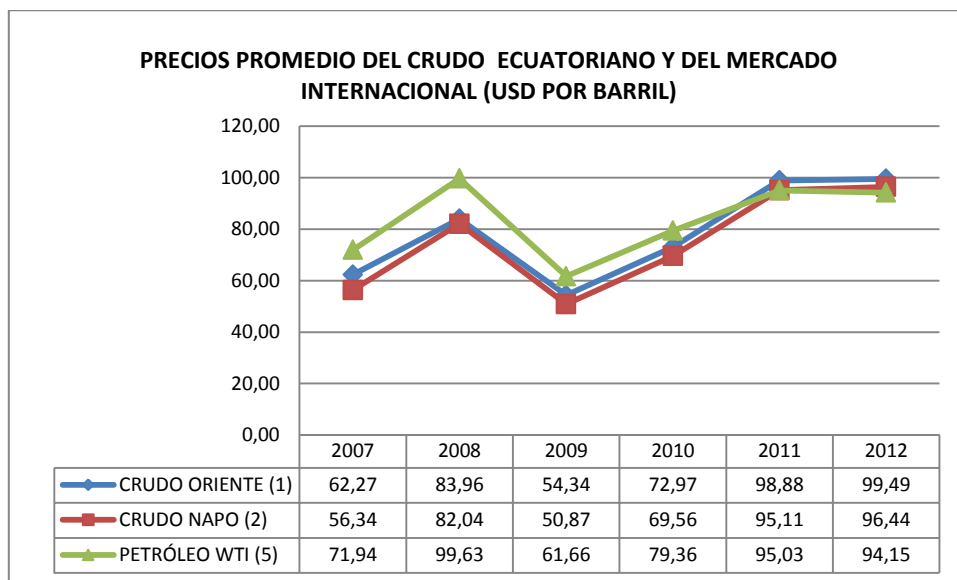
**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Sin embargo a partir del 2007 se observa un incremento considerable de la participación de los ingresos petroleros en el Presupuesto General, esto como consecuencia del incremento de los niveles de producción, pero principalmente del incremento de los precios del petróleo en el mercado internacional y por ende los precios del crudo ecuatoriano.



**Figura 10:** Precios del Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional

(USD POR BARRIL)

**Fuente:** Banco Central del Ecuador**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Como se observa en la Figura 10 las variaciones en el precio internacional del petróleo influyen directamente en la participación de los ingresos petroleros en el presupuesto general del Estado.

Según el Presupuesto General del Estado 2012, publicado por la Subsecretaría de Presupuestos, los ingresos presupuestados para el 2012 fueron de USD\$ 26'109,270, 275.91, de los cuales USD \$ 4'488, 331,654.61 corresponde a las participaciones corrientes en los Ingresos Petroleros, es decir estos representan el 17% del presupuesto para el 2012.

Según lo indicado anteriormente se puede concluir que la actividad petrolera sigue constituyendo uno de los principales ejes de desarrollo de la economía nacional, lo que se ve reflejado en el incremento de la producción de crudo, el aporte de la actividad petrolera dentro del PIB, la participación de los ingresos petroleros dentro de los ingresos fiscales y del Presupuesto General del Estado.

## **2.3 ANÁLISIS AMBIENTAL Y SOCIAL DE LA ACTIVIDAD PETROLERA**

### **2.3.1 Los impactos sobre el medioambiente y los pasivos ambientales y sociales de la actividad petrolera**

La construcción de vías de acceso a los diferentes campos y pozos productivos, como la apertura de la carretera Baeza a Lago Agrio, para facilitar el desarrollo de la naciente actividad petrolera, y la fundación de los entonces pequeños centros poblados tales como Lago Agrio también conocidos como Nueva Loja, originó que desde el inicio de la producción comercial de petróleo cuya primera exportación se realizó desde el puerto de Balao el 17 de Agosto de 1972, y como resultado de las políticas estatales y privadas, se conformó geográficamente el denominado eje petrolero-colonizador, principal causante del deterioro biofísico y sociocultural ocurrido en un área de más de un millón de hectáreas originalmente ocupadas por un ecosistema de bosque húmedo tropical propio de la Región Amazónica ecuatoriana.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup>Cfr. REYES F., AJAMIL C. (2005).Petróleo, Amazonía y Capital Natural. Ecuador: Editorial Pedro Jorge Vera. p. 59

Este deterioro social y ambiental se dio en una zona geográfica cuya ocupación ancestral se restringía a un conglomerado de comunidades indígenas. Desde la llegada de la transnacional Texaco a territorios amazónicos, una de las poblaciones mayormente golpeadas por esta actividad fueron las nacionalidades indígenas. Cuando empezó la exploración se construyeron las denominadas trochas, las cuales eran caminos rectos de 5 metros de ancho y ciento de kilómetros de largo, en esa trocha se cortó toda especie vegetal. Por cada kilómetro de trocha, desbrozaban media hectárea de selva para que los helicópteros bajaran el material explosivo que era utilizado para la sísmica, que consiste en hacer explotar la tierra para ubicar los pozos petroleros. Estos explosivos muchas veces ocasionaron daños a las viviendas de los Pueblos originarios de la Amazonía ecuatoriana.

Deterioro, que no ha sido reconocido apropiadamente, y mucho menos internalizado bajo la figura de costos sociales y ambientales por la industria petrolera y el Estado Ecuatoriano. Se tiene conocimiento que existe un universo de más o menos 50 impactos ambientales, sociales, económicos y culturales, acumulativos interrelacionados entre sí, los cuales pueden ser agrupados en compatibles, moderados, severos y críticos.

De los mencionados impactos, más de la tercera parte de ellos asumen la categoría de severos y críticos, es decir aquellos cuya mitigación y corrección es muy compleja y costosa, y además el resultado no siempre es exitoso, tal como sucede con las remediaciones de los derrames.

Los impactos severos y críticos están relacionados con la alteración en los patrones de vida de las culturas y organizaciones comunitarias indígenas; el deterioro de la salud de los habitantes indígenas y mestizos asentado en el área de influencia directa de las actividades; la pérdida de la biodiversidad como consecuencia de la destrucción y fragmentación de los hábitat, el desplazamiento y migración de especies; la contaminación de suelos y cuerpos de agua por derrames de petróleo; y entre otros la erosión y pérdida de calidad de los suelos.

La reducción o mitigación de estos impactos no dependen únicamente de los recursos tecnológicos y económicos que se asignen, ya que una parte fundamental es la resistencia del ecosistema, es decir la capacidad de soportar cierto nivel de deterioro y de retorno a su condición original. Por esta razón cabe señalar que no necesariamente una buena gestión ambiental, por más certificada y adecuada que esta sea, garantiza la protección y conservación del ecosistema.

Los efectos locales sobre la población de las actividades petroleras durante los últimos treinta años son desastrosos. La explotación petrolera en el norte de la Amazonía ecuatoriana es responsable de la deforestación de 2 millones de hectáreas. Más de 650.000 barriles de crudo han sido derramados en bosques, ríos y esteros. Sustancias tóxicas, producto de la explotación petrolera, como los metales pesados provenientes de las aguas de formación, han contaminado las fuentes de agua de la región. Varias etnias indígenas, como los Cofanes,

Sionas y Secoyas, han sido afectadas hasta convertirse en minorías en peligro de desaparición.<sup>13</sup>

### **2.3.2 Los Pasivos Ambientales**

El notable economista británico David Pearce, planteó cuatro tipos de capitales que de forma exclusiva cuenta toda sociedad para posibilitar su progreso y desarrollo, los cuatro capitales son: el capital reproducible o hecho y fabricado por la humanidad incluyendo el dinero, el humano o capacidad de los individuos y su organización social para solucionar problemas, el social o confianza entre los miembros o hacia los miembros de una sociedad y finalmente el natural o todos aquellos bienes y servicios ambientales y naturales provistos de forma gratuita por las condiciones ecológicas del entorno ambiental que nos rodea.<sup>14</sup>

Siguiendo este pensamiento, el alcanzar un desarrollo sostenido es posible si se mantiene en el tiempo el valor de esta riqueza, transformando posibles disminuciones en unos capitales con el aumento de los demás o ahorro genuino, siempre y cuando se hayan respetado los límites físicos y éticos, con lo que se estaría manteniendo la capacidad de generar sustentablemente rentas económicas.

---

<sup>13</sup> Ibídem, p. 60

<sup>14</sup> Ibídem, p.62

Dado que los yacimientos de petróleo en el Ecuador se encuentran en una zona que atesora un gran capital natural, se debe asumir que el momento que la actividad hidrocarburífera se instala en la Amazonía para con ellos generar amplios beneficios económicos basados en la extracción de petróleo crudo, necesariamente también habrá estado generando todos aquellos impactos ambientales previamente identificados, que mientras no desaparezcan por completo se constituyen en pasivos ambientales.

Los Pasivos Ambientales vinculados con Activos utilizados por la actividad petrolera, aparecen desde el momento en que el Activo además de cumplir con su función en la operación, origina un daño o efecto externo negativo en el entorno ambiental que le rodea.

### **2.3.3 Los Pasivos Sociales**

Se entiende por Pasivo Social, todos aquellos individuos, comunidades u organizaciones que fruto de la relación con las compañías petroleras, mantiene una actitud de rechazo premeditado, queja y denuncia pública de la actividad, con lo cual se estaría dificultando la normal ejecución de la operación y de su prevista expansión.<sup>15</sup>

Que en la actualidad la operación hidrocarburífera se tenga que desenvolver en un ambiente deteriorado de desconfianza, fruto de la actitud pasada de otros

---

<sup>15</sup> Ibídem, p.63

operadores o actividades, representa un Pasivo Social, cuya responsabilidad debería compartirse con los mencionados operadores y actividades, que en el caso del Ecuador lo han sido Texaco, CEPE y City.

En este sentido existen varios ejemplos de relaciones deterioradas por intereses económicos, reacciones de descontento e incluso venganzas tribales:

Uno de estos lamentables hechos tiene que ver con la matanza acaecida a mediados del mes de mayo de 2003 de por lo menos 26 miembros del clan Taromenane, pertenecientes a la nacionalidad Huaorani, por parte de sus pares de la comunidad de Tiguino. Otro ejemplo es la oposición que tuvo la red de Comunidades Kichwas de la Amazonía (RECOKA) a la construcción del oleoducto secundario Yuralpa-Puerto Napo por parte de la empresa Perenco, operadora del bloque 21.

También la comunidad Kichwa Sarayaku se opuso firme y radicalmente a que se realicen actividades sísmicas en sus territorios, localizados dentro del Bloque 23. Un cuarto evento tiene que ver con el Bloque 11 donde activistas ambientales y políticos dificultaron las operaciones de la empresa canadiense ENCANA, operadora de los Bloques 14 y 17.

El Consejo de Ancianos de la Nacionalidad Cofán, se opuso a que se retome la prospección sísmica en el territorio de la Comuna Cofán de Dureno, suspendida desde 1987. Un sexto acontecimiento es la decisión de la CONFENIAE para dar por concluido su apoyo al Gobierno de Lucio Gutiérrez, creando así

condiciones para la probable paralización definitiva de las actividades exploratorias en los Bloques 23 y 24. Posteriormente las organizaciones indígenas OPIP, FIPSE, FINAE, FICSH y algunos municipios de las provincias de Pastaza y Morona Santiago, firmaron un acuerdo para decir no a las actividades petroleras en sus territorios ancestrales. La FINAE había obtenido un apoyo de USD\$4,5 millones del Banco Nacional de Alemania (KFW) para invertirlos en el proyecto “Protección de la Selva Tropical en Pastaza y Morona Santiago” con la condición de que el proyecto pueda suspenderse parcial o totalmente, en el caso de que se desarrollen actividades que pongan en peligro el mantenimiento del equilibrio ecológico en territorio Ashuar.

Finalmente unos de los acontecimientos más significativos que hasta la presente fecha es motivo de discusión es aquel que se inicio con el recurso de amparo que la CONAIE y Acción Ecológica han interpuesto para evitar que la empresa Petrobras inicie la explotación de petróleo pesado en el Parque Nacional Yasuní, a esto se suma el creciente descontento de los colonos e indígenas asentados en el área de influencia de las operaciones de Petroproducción, debido a los continuos derrames de petróleo y a la contratación “a dedo” de presuntamente insatisfactorias labores de remediación ambiental ejecutadas y en ejecución.

La administración del Estado y en este caso sus máximas autoridades ambiental y energético-minera, deben asumir su responsabilidad subsidiaria frente a los reclamos de la población por los actos cometidos por las compañías petroleras,



como consecuencia de la falta de control sobre los incumplimientos de sus obligaciones ambientales y sociales con el país. También sería fundamental el considerar que cualquier tipo de contratación que implique cambio de operador en los campos de las Empresa Pública, necesariamente deba incluir la solución de pasivos sociales y ambientales resultantes de la pasada, actual y futura operación.<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> REYES F., AJAMIL C. (2005). Op. Cit.p.64

### **3      CAPÍTULO III: CAMPOS MARGINALES**

#### **3.1 LOS CAMPOS MARGINALES EN EL ECUADOR**

##### **3.1.1 Definición de Campos Marginales**

“Son campos marginales aquellos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por la Secretaría de Hidrocarburos siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado. Estos campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetarán a los cánones internacionales de conservación de reservas. La adjudicación de estos contratos será realizada por el Comité de Licitaciones previsto en el artículo 19 y mediante concursos abiertos dando prioridad a la participación de empresas nacionales del sector hidrocarburífero, por sí solas o asociadas”.

### **3.1.2 Descripción de la base legal aplicable al sector**

#### **3.1.2.1 Normativa Hidrocarburífera**

La normativa del sector hidrocarburífero o petrolero está jerarquizada de la siguiente manera: Constitución, Leyes, Reglamentos e Instructivos, los cuales son los siguiente:

**Constitución Política de la República (Registro oficial 449; 11 de Octubre de 2008):** La Constitución Política de la República del Ecuador en su Título VI Régimen de Desarrollo, Capítulo Quinto Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas, establece que los RNNR pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado y que se priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales; y minimizará los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico (art.317). Además, señala que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos (entre los que se encuentran los RNNR), de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia (art. 313).

**Ley de Hidrocarburos, 1978 (Registro Oficial 711; 15 de Noviembre de 1978):** Es la ley que norma y regula todo el sector hidrocarburífero, esta es la primera ley específica que atiende este sector. Desde su publicación ha sufrido muchas modificaciones siendo la última el 24 de noviembre de 2011.

**Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico (Registro oficial 222; 1 de Diciembre del 2003):** Esta ley determina cómo se distribuyen los ingresos del fondo de desarrollo entre los distintos consejos provinciales y municipios.

**Reglamento de Operaciones Hidrocarburífera (Registro Oficial 671; 26 de Septiembre de 2002):** La finalidad de este reglamento es regular y controlar las actividades de exploración, perforación exploratoria y de desarrollo, y las actividades de transporte, almacenamiento, refinación, industrialización y producción de petróleo y gas natural.

**Reglamento contabilidad fiscalización contratos para hidrocarburos (Registro Oficial 662; 15 de Marzo de 2012):** Estipula todas las normas de contabilidad que deben llevar a cabo las empresas que participan en actividades hidrocarburífera, este reglamento tiene como fin facilitar el control por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

**Reglamento a las reformas a la ley de hidrocarburos (Registro Oficial 330; 29 de Noviembre de 2010):** Mediante este reglamento se desarrollan algunas de las reformas hechas a la ley de hidrocarburos, corresponde a un reglamento de aplicación de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos, el cual fue expedido el 29 de Noviembre del 2010.

**Régimen tributario a la actividad petrolera (Registro Oficial 945; 22 de Octubre de 2010):** Establece como será la regulación tributaria que se genera por los ingresos del petróleo.

**Reglamento ambiental de actividades hidrocarburíferas (Registro Oficial 265; 13 de Febrero de 2001):** Contiene las regulaciones de los temas ambientales en las actividades hidrocarburíferas.

**Reglamento de contratación de Petroecuador y sus Empresas Filiales (Registro Oficial 194; 19 de Octubre de 2007):** Determina las condiciones y requisitos que deben cumplirse en los procesos de contratación con Petroecuador y sus empresas.

**Reglamento para la información de la industria petrolera (Registro Oficial 298; 19 de Marzo de 2008):** El presente reglamento tiene por objetivo, establecer el procedimiento que se observará para la entrega y reproducción de la información técnica, económica y

ambiental relacionada con cualquier fase de la industria hidrocarburífera.

**Instructivo Distribución banco del estado participación laboral hidrocarburos (Registro Oficial 673; 30 de Marzo de 2012):**

Instructivo para distribuir los recursos, provenientes del 12% de las utilidades por la participación laboral hidrocarburífera, establecida en el artículo 94 de la ley reformativa a la Ley de Hidrocarburos.

**Manual de Procedimientos y control en centros fiscalización petróleo (Registro Oficial 117; 27 de Enero de 2010):**

Este instructivo tiene como objetivo, regular los procedimientos de los distintos centros de fiscalización y control hidrocarburífero en el país.

**3.1.2.2 Organismos encargados de la dirección y ejecución de la política de hidrocarburos**

En el Ecuador la formulación de la política de hidrocarburos, le corresponde a la Función Ejecutiva, quien para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la aplicación, actuará a través del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, y de la Secretaría de Hidrocarburos.

El Ministerio de Recursos Naturales no Renovables es el encargado de la formulación y aplicación de la Ley de Hidrocarburos, por otra parte considerando que la industria petrolera es una actividad altamente especializada, esta será normada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, dicha normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia.

De esta manera según lo expuesto anteriormente, las entidades de control y regulación específicas de la actividad petrolera en el país son las siguientes:

**Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)**  
**(Registro Oficial 153; 3 de Junio de 2011):** es el organismo técnico-administrativo, que se encarga de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria Hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Las atribuciones de Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero son entre otras las siguientes:

- i. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- ii. Controlar la correcta aplicación de la Ley de Hidrocarburos, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;
- iii. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;
- iv. Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- v. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- vi. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- vii. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;

**Secretaría de Hidrocarburos (SH) (Registro Oficial 675; 03 de Abril de 2012):** entidad encargada de la administración de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los



acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros.

Para este efecto definirá las áreas de operación directa de las empresas públicas, las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y excepcionalmente a las empresas privadas, nacionales e internacionales, sometidas al régimen jurídico vigente, a la Ley de Hidrocarburos y demás normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

Las atribuciones de la Secretaría de Hidrocarburos son entre otras las siguientes:

- i. Suscribir, a nombre del listado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio Sectorial;
- ii. Aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades y de los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, de conformidad con la presente Ley;
- iii. Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y divulgarlas con las mejores prácticas internacionales;
- iv. Evaluar el potencial hidrocarburífero del país;

- v. Mantener el Registro de Hidrocarburos;
- vi. Administrar los contratos que suscriba y controlar su ejecución;
- vii. Administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación;
- viii. Administrar la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le corresponda en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- ix. Apoyar al Ministerio Sectorial en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos:
- x. Administrar la información de las áreas y contratos de exploración, explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y asegurar su preservación, integridad y utilización;
- xi. Administrar y disponer de los bienes que por cualquier concepto se reviertan al Estado, por mandato de esta Ley;
- xii. Fijar las tasas de producción de petróleo de acuerdo con los contratos y los reglamentos.

**Empresa pública exploración y explotación de hidrocarburos (Petroamazonas EP) (Registro Oficial 171; 14 de Abril de 2010):** El objeto principal de PETROAMAZONAS EP es la gestión de las actividades asumidas por el Estado en el sector estratégico de los hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en las fases de exploración y explotación, observando las normas aplicables.

Para el cumplimiento de su objeto PETROAMAZONAS EP podrá constituir filiales, subsidiarias, unidades de negocio, o celebrar convenios de asociación, uniones transitorias, alianzas estratégicas, consorcios, empresas de coordinación u otras de naturaleza similar, con alcance nacional e internacional, y en general, celebrar todo acto o contrato permitido por las leyes ecuatorianas, que directa o indirectamente se relacionen con su objeto, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas.

**Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP Petroecuador) (Registro Oficial 171; 14 de Abril de 2010):** El objeto principal de EP PETROECUADOR, es la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables, para su aprovechamiento sustentable, conforme a la Ley Orgánica de Empresas Públicas y la Ley de Hidrocarburos, para lo cual intervendrá en todas las fases de la actividad hidrocarburífera, bajo condiciones de preservación ambiental y de respeto de los derechos de los pueblos.

Para el cumplimiento de su objeto podrá, constituir filiales, subsidiarias, unidades de negocio, o celebrar convenios de asociación, uniones transitorias, alianzas estratégicas, consorcios, empresas de coordinación u otras de naturaleza similar, con alcance nacional e internacional, y en general, celebrar todo acto o contrato permitido por las leyes ecuatorianas, que directa o indirectamente se relacionen con

su objeto, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas.

### **3.1.3 Ley de Hidrocarburos**

#### **3.1.3.1 Aspectos Generales**

En el Ecuador el sector hidrocarburífero se encuentra regulado por la Ley de Hidrocarburos la cual fue publicada en el Registro Oficial N° 322 el primero de octubre de 1971, codificada mediante Decreto Supremo N° 2967 del 6 de Noviembre de 1978 publicado en el Registro Oficial N° 711 de 15 de noviembre de 1978; y sus posteriores reformas.

A partir de 1971 el Ecuador ha sufrido importantes cambios en el ámbito social, económico y político, a todo esto se suma el vertiginoso desarrollo científico y tecnológico que se ha producido a nivel mundial. Durante todo este tiempo, como lo hemos mencionado a lo largo de esta monografía, el petróleo se ha constituido en la principal fuente de ingresos estatales y por ende en un pilar de la Economía ecuatoriana, razón por la cual su manejo y administración requiere de un mayor control y participación del Estado ecuatoriano de tal manera que los beneficios de este recurso sean aprovechados al máximo por el país.

Desde su publicación, esta ley ha sufrido múltiples reformas, las cuales han atendido parcialmente las necesidades de cambio que requiere la dinámica del manejo de los hidrocarburos y sus derivados. Según las autoridades competentes los últimos cambios realizados están orientados a impulsar la actividad hidrocarburífera, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, bajo una modalidad contractual que devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional a favor del Estado.

Se ha buscado también reestructurar el sector hidrocarburífero para que, fundamentado en las normas constitucionales, se establezcan las relaciones entre el Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, sus entidades adscritas, las empresas públicas, y la participación de empresas mixtas y públicas, delimitando sus atribuciones y actividades para la correcta ejecución de la política hidrocarburífera, así como de la gestión y administración de los recursos naturales, de las operaciones hidrocarburíferas, su control y fiscalización.

### **3.1.3.2 Principales Reformas**

En los últimos 3 años se han realizado dos importantes reformas a la Ley de Hidrocarburos, las cuales fueron objeto de gran discusión y análisis por su repercusión en la actividad petrolera. La primera

reforma se presentó el 27 de Julio del 2010, cuando se publicó la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, la cual como se mencionó anteriormente buscaba una mayor participación del Estado en la actividad petrolera de tal manera que se beneficie de la totalidad de la producción nacional.

Uno de los principales cambios establecidos en la Nueva Ley de Hidrocarburos es el cambio de modelo contractual, ya que las disposiciones transitorias de esta reforma señalan lo siguiente:

**“PRIMERA.-** Los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que se encuentren suscritos se modificarán para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos en el plazo de hasta 120 días, y los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales incluidos los contratos de campos marginales y los contratos de prestación de servicios específicos suscritos entre Petroecuador y/o su filial Petroproducción (actual EP Petroecuador) con las empresas Sociedad Internacional Petrolera S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, ENAP (campos MDC, Paraíso, Biguno y Huachito), Repsol YPF Ecuador S.A., Overseas Petroleum and Investment Corporation, CRS Resources (Ecuador) LDC y Murphy Ecuador Oil Company (campo Tivacundo)

y Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL (campos de la Península de Santa Elena, Gustavo Galindo Velasco), en el plazo de hasta 180 días. Plazos que se contarán a partir de la vigencia de la presente Ley; caso contrario, la Secretaría de Hidrocarburos dará por terminado unilateralmente los contratos y fijara el valor de la liquidación de cada contrato y su forma de pago.”

El artículo 7 de esta Ley Reformatoria sustituye el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, al cual se hace referencia el párrafo anterior, donde se define a los contratos de prestación de servicios como aquellos en los que una persona jurídica calificada se obliga para con la Secretaría de Hidrocarburos, a prestar servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, invirtiendo capitales y utilizando los equipos, maquinaria y tecnología necesaria para el cumplimiento del servicio contratado.

Este artículo también especifica que el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente considerando un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado. El pago en especie se podrá efectuar únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país. El precio de hidrocarburos para el caso de pago en

especie se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por PETROECUADOR.

De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados.

Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes. Además, las contratistas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal.

Finalmente la última reforma realizada a la Ley de Hidrocarburos se dio el 24 de Noviembre del 2011 con la cual se sustituyó el artículo 94.- Participación Laboral, estableciendo que los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera, estos recibirán el 3% del porcentaje de utilidades y el 12% restante será pagado al Estado y a los Gobiernos



Autónomos Descentralizados que lo destinarán a proyectos de inversión social y de desarrollo territorial en las áreas en donde se llevan a cabo actividades hidrocarburíferas. Dichos proyectos deberán ser armonizados con el Plan Nacional de Desarrollo, cuya inversión deberán ser canalizados a través del Banco del Estado para que efectúe los desembolsos correspondientes.

Según las autoridades de turno, las reformas realizadas traerán al país una serie de beneficios económicos e institucionales, ya que la totalidad de la producción petrolera será propiedad del Estado al cambiar el modelo de contrato a Prestación de Servicios, otro beneficio es que el Estado recibirá la totalidad de los ingresos extraordinarios resultantes del incremento de precios.

Con las reformas realizadas también se protegerán los ingresos mínimos del Estado ya que como se establece en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, estos no podrán ser menos del 25% de los ingresos brutos. En lo referente a los impuestos, las empresas ya no podrán deducir de la base imponible del impuesto a la renta costos exorbitantes financieros, ni costos de la casa matriz y en relación a los valores de transporte solamente se les reconocerá el costo real.

El nuevo modelo contractual trata de asegurar la inversión, ya que la tarifa cancelada a la contratista se la establece en función de las

inversiones a realizar, de los costos de producción y de la utilidad razonable. Con esta reforma, también se abren nuevas áreas para la exploración en caso de que las empresas no quieran invertir en la búsqueda de nuevas reservas. Actualmente, las áreas de producción petrolera presentan un 20% de las asignadas en los Bloques de las empresas petroleras. “Si no quieren invertir en exploración, el 80% de las áreas quedarán libres para nuevas licitaciones petroleras”.

Y, entre los últimos beneficios están la regulación de las utilidades. Es decir, que el 15% de las utilidades brutas serán repartidos, de tal forma que el 12% será asignado a las comunidades donde se realizan las exploraciones y el 3% restante serán para los trabajadores. Se estima que el 12% de las utilidades generarán un monto anual de 130 millones de dólares.

Sobre los beneficios institucionales, las autoridades señalan que la reforma permite definir con claridad los roles de las funciones de las entidades del sector petrolero. De esta forma, el ministerio instrumentará la política hidrocarburífera definida por el Presidente de la República.

## **3.2 MODALIDADES CONTRACTUALES PARA LA OPERACIÓN DE CAMPOS MARGINALES**

### **3.2.1 Contratos de Participación**

#### **3.2.1.1 Características de los contratos de participación**

Son contratos de riesgo en el cual una empresa estatal o privada, nacional o extranjera, con personería jurídica o uniones de empresas tales como consorcios o asociaciones previamente calificados por el Comité Especial de Licitaciones (CEL.), se compromete con el Estado por intermedio de PETROECUADOR y su filial la Empresa Estatal, PETROPRODUCCIÓN, a realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.<sup>17</sup>

La contratista, de acuerdo con los resultados de las actividades de explotación y exploración adicional en el área del contrato, tendrá derecho al porcentaje de participación en la producción incremental del campo marginal y al reembolso del costo de operación por barril correspondiente a la producción de la curva base, de conformidad con los términos del contrato.

---

<sup>17</sup> (1993). “Ley 44, RO/326 del 29 de Noviembre de 1993”. Ley de Hidrocarburos. Art 23.

En el contrato de participación la contratista ejecutará obligatoriamente por su cuenta y riesgo las actividades e inversiones estimadas comprometidas para una explotación eficiente y continua de petróleo crudo, así como para la exploración adicional de hidrocarburos en el área del contrato, utilizando las mejores tecnologías y prácticas de la industria petrolera, respetando las disposiciones legales, reglamentarias y contractuales, para lo cual aplicará las medidas más adecuadas para la conservación de los reservorios y de otros recursos naturales.

La contratista será responsable de las decisiones y de la ejecución de las operaciones técnicas, ambientales, económicas y administrativas, asumiendo todos los riesgos inherentes a las operaciones de explotación de petróleo crudo y de exploración adicional de hidrocarburos. Las fallas de índole técnica y sus consecuencias, originadas por la contratista o sus subcontratistas, serán de su exclusiva responsabilidad, y los costos y gastos en los que incurran, no serán deducibles para efectos tributarios.

Durante la vigencia del contrato, la contratista está obligada a contratar por lo menos el 15% de las obras, bienes y servicios de origen nacional, que se requieran para el cumplimiento del objeto del contrato.

El Estado garantiza que, dentro del área, la contratista tendrá el derecho exclusivo de llevar a cabo sus actividades de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos, objeto de estos contratos. La contratista está comprometida a no ocasionar daños o pérdidas que afecten al medio ambiente, a otras actividades económicas y culturales en el área del contrato o a las poblaciones asentadas en dicha área. Además PETROECUADOR cederá a la contratista los derechos de uso de los activos y de la infraestructura localizada en las áreas contratadas, mientras que la contratista se obliga a su custodia, mantenimiento, buen uso y reposición de ser el caso, de tal manera que a la finalización del contrato devuelva a PETROECUADOR en las mismas condiciones, salvo el desgaste por el uso normal.

Con esta modalidad de contratación el Estado Ecuatoriano a través de PETROECUADOR, no podrá dejar de recibir el volumen de petróleo crudo correspondiente a la curva base de producción determinada en los contratos, y los demás beneficios que obtengan las partes sobre la producción incremental, aumento de reservas y/o el descubrimiento de nuevas reservas.

Como su nombre lo indica, entre las principales características que hacen diferentes a este contrato de las demás modalidades contractuales es que la contratista es dueña del porcentaje de la

producción incremental que le corresponda, en calidad de participación de la producción, según el porcentaje que se establezca en el contrato y el porcentaje restante es de propiedad del Estado, otra es que la contratista puede comercializar su parte de la producción en el mercado interno o externo.

### **3.2.1.2 Descripción de las principales cláusulas del Contrato de Participación**

**Comparecientes:** las partes de este contrato son: El Estado Ecuatoriano, por intermedio de PETROECUADOR, a través de su filial PETROPRODUCCIÓN, en calidad de contratante y la contratista entidad legalmente establecida en el país, adjudicaría del contrato.

**Objeto:** El objeto del contrato es la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos en el campo marginal adjudicado, para el cumplimiento de este objeto, la contratista bajo su exclusiva responsabilidad y riesgo deberá ejecutar las actividades y realizar las inversiones necesarias con la tecnología adecuada.

**Plazo del Contrato:** Los contratos tendrán una duración de hasta 20 años, contados a partir de la fecha de vigencia, esto es a partir de la fecha de inscripción del contrato en el Registro Nacional de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las operaciones de producción que le corresponden a la contratista, en aquellos campos que están en producción, deberán comenzar y continuar ininterrumpidamente en el área del contrato, dentro de los ocho (8) primeros días, contados a partir de la fecha de vigencia, PETROPRODUCCION y la contratista coordinarán la toma de operaciones y precautelarán la continuidad de la producción; para cuyo efecto deberán suscribir la respectiva Acta de Toma e Inicio de Operaciones. Las actividades de exploración adicional se ejecutarán en un plazo improrrogable de tres (3) años y deberán iniciarse dentro de los seis (6) primeros meses contados a partir de la fecha de vigencia y una vez que el Ministerio de Energía y Minas haya aprobado el Estudio de Impacto Ambiental presentado por la contratista.

**Derechos de las partes:** entre los principales derechos de las partes del contrato de participación están los siguientes:

- El Estado Ecuatoriano es el único e incondicional propietario de todos los yacimientos de hidrocarburos dentro del territorio nacional.
- La contratista tendrá derecho a la retribución y participación en la producción establecida en el contrato.
- La contratista tendrá derecho a usar la infraestructura que PETROECUADOR mantiene actualmente en el área del contrato.

➤ La Contratista dispondrá sin costo alguno del volumen de petróleo crudo del área del contrato que sea técnicamente necesario para sus operaciones de campo.

**Obligaciones de las partes:** las principales obligaciones de la contratista son las siguientes:

➤ Efectuar las operaciones técnicas, económicas y administrativas, cumpliendo con todas las obligaciones derivadas de las leyes y reglamentos aplicables, bajo su responsabilidad y asumiendo todos los riesgos inherentes a las operaciones de explotación y exploración adicional del Campo Marginal objeto del contrato.

➤ Ejecutar el Plan de Actividades e Inversiones de Explotación comprometidas para los tres primeros años, incluido como anexo del contrato, con la finalidad de incrementar la Curva Base de Producción de Petróleo Crudo del Campo Marginal. En caso de que la producción efectiva fuere inferior a la de la Curva Base, la diferencia será compensada tomando la respectiva cantidad de participación de la producción incremental de la contratista.

➤ Ejecutar el Plan Mínimo de Exploración Adicional, incluido en el contrato, durante los tres primeros años de vigencia del contrato, de tal manera que se puedan realizar nuevos descubrimientos de Petróleo



Crudo y consecuentemente incrementar las reservas del Área del Contrato.

- Incrementar los niveles de producción sobre los niveles de la curva base establecida.
- Preservar el medio ambiente, aplicando las técnicas más aconsejadas en la práctica petrolera internacional, así como también efectuar trabajos de descontaminación en caso de contaminación ambiental causada en el desarrollo de sus actividades.
- Mantener permanentemente informada a PETROECUADOR, del desarrollo de todas las actividades realizadas durante la vigencia del contrato, para lo cual presentará informes periódicos de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.
- La contratista entregará a PETROECUADOR USD \$30,000 anuales por concepto de capacitación durante los tres primeros años de vigencia del contrato.
- Pagar todas las contribuciones establecidas en las leyes y reglamentos aplicables a la actividad petrolera.

Entre las principales obligaciones de PETROECUADOR están las siguientes:

- Pagar a la contratista la retribución estipulada, en forma, plazos, cuantía y demás condiciones establecidas en el contrato.
- Proveer los combustibles requeridos por lo Contratista para sus operaciones a través de PETROCOMERCIAL a precio de mercado nacional.
- Notificar por escrito a la contratista tan pronto como tenga conocimiento, sobre reclamos o procedimientos judiciales que puedan afectar los derechos de la Contratista.
- Proporcionar a la contratista toda la información técnica y económica existente relacionada con el área del contrato.

### **3.2.1.3 Retribución y Forma de Pago al Contratista, bajo la modalidad de Participación**

Para la determinación del pago a la contratista, se tomarán en cuenta los siguientes conceptos:

**Curva Base de Producción (QB):** es el perfil de producción de Petróleo Crudo, del campo marginal en cuestión, obtenido de la simulación matemática y otros estudios de los yacimientos.

**Costos de Operación:** son los costos de producción menos las amortizaciones y depreciaciones, al dividir estos costos de producción de un determinado período para la producción fiscalizada, de ese mismo período, se obtiene el costo de producción unitario.

Por la ejecución del Contrato la contratista recibirá la siguiente retribución:

- a) El costo de operación correspondiente a la Curva Base de producción del Campo Marginal.
- b) La cantidad de petróleo crudo correspondiente a los porcentajes ofertados X1, X2 y el factor de equilibrio X3, por el incremento sobre la Curva Base de Producción.

Según lo expuesto anteriormente los ingresos totales de la contratista corresponden a los Ingresos por Costos de Operación en la Curva Base de Producción:  $ICLBt = Co (IPt / IPo) QBt$ , más los Ingresos por Participación en el incremento de producción sobre la Curva Base de Producción:  $IPt = (Xt) (QTt - QBt) Pit$

Es así que los Ingresos de la Contratista en cualquier período están dados por la siguiente expresión:

$$I_t = C\sigma \left( \frac{IP_t}{IP_\sigma} \right) QB_t + (X_t)(QT_t - QB_t)P_{it}$$

En donde:

$I_t$  = Ingreso de la Contratista en determinado período.

$C_o$  = Costo Operativo de PETROPRODUCCIÓN en US dólares por barril del Campo Marginal.

$IP_t$  = Índice de precios de los Estados Unidos de América, correspondiente al período  $t$ .

$IP_o$  = Índice de precios de los Estados Unidos de América correspondiente al año anterior al inicio del contrato.

$QB_t$  = Curva Base de Producción del período  $t$ , dato especificado en el contrato.

$P_{it}$  = Precio Internacional de referencia de PETROECUADOR (FOB de exportación) para el período  $t$ , corregido por la calidad ( $^{\circ}$ API) del petróleo producido por el campo marginal.

$QT_t$  = Producción total Fiscalizada del campo marginal durante el período  $t$ .

$X_t$  = Participación de la contratista en la producción fiscalizada incremental ( $QT_t - QB_t$ ) en fracción decimal, correspondiente al período  $t$ . El valor  $X_t$  a su vez está dado por la siguiente expresión:

$$X_t = \frac{X_1Q_1 + X_2Q_2 + X_3Q_3}{QT - QB_t}$$

$Q1$  = es un valor fijo correspondiente a un primer incremento sobre la curva de base de producción  $QB_t$ , especificada en el contrato.

$$Q1 = Q1_\tau - QB_\tau$$

$Q2_t$  = corresponde a un segundo incremento de producción dada por la siguiente expresión

$$Q2_\tau = QT_\tau - Q1 - QB_\tau$$

De esta manera se puede establecer que la producción total es igual a:

$$QT_\tau = QB_\tau + Q1 + Q2 + Q3$$

Los valores de participación  $X1$  y  $X2$  ofertados por la Contratista cumplen el requisito de que  $X1 > X2$ .

Los índices  $IP_t$  e  $IP_o$  serán tomados del Bureau of Labor Statistics Data, Finished Energy Goods, Seasonally Adjusted, Series ID: WPSSOP 3510, Base Data: 8200

En lo referente al procedimiento de cancelación, los costos de operación correspondientes a la curva base de producción serán entregados provisionalmente por PETROECUADOR a la contratista

en forma trimestral y liquidados en forma anual. Por su parte la Contratista entregará a PETROECUADOR en el Centro de Fiscalización y Entrega el Petróleo Crudo correspondiente a la curva base de producción en forma diaria con liquidación provisional mensual y re liquidación anual.

Las partes ajustarán el precio del petróleo crudo proveniente del área del contrato, por su calidad (°API), en relación con el precio de referencia, por medio de la aplicación de la siguiente fórmula de ajuste por diferencia de calidad:

$$P_{i\tau} = PM \left( 1 + \frac{K \ DC}{100} \right)$$

PM = Precio de venta promedio de PETROECUADOR.

DC = Diferencia de calidad del petróleo crudo proveniente del Área del Contrato (CC) y la calidad promedio correspondiente al crudo exportado por PETROECUADOR (CM), es así que la diferencia de calidad se calculó así:

$$DC = CC - CM$$

K = coeficiente de corrección de calidad (API)

$$K = 1.1 \text{ si } 25^{\circ} \text{ API} < CC < 35^{\circ} \text{ API}$$

$$K = 1.3 \text{ si } 15^{\circ} \text{ API} < CC < 25^{\circ} \text{ API}$$

$$K = 1.1 \text{ y } DC = 10 \text{ si } CC \geq 35^{\circ} \text{ API}$$

CC = Calidad promedio del petróleo crudo producido en el Área del Contrato.

CM = Calidad promedio del petróleo crudo exportado por PETROECUADOR.

### **3.2.2 Contratos de prestación de servicios**

#### **3.2.2.1 Características de los contratos de participación**

Son aquellos contratos en los que personas jurídicas, nacionales o extranjeras, previamente calificadas se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, dentro de un área predeterminada para el efecto, para lo cual invertirán capitales y utilizarán los equipos, maquinaria y la tecnología necesaria para el cumplimiento de los servicios contratados.

Bajo esta modalidad contractual el prestador del servicio tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. De esta manera el

ingreso bruto de la contratista está constituido por esta tarifa, la misma que se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

El pago de la tarifa indicada puede ser realizado en dinero, especie o en forma mixta, siempre y cuanto convenga a los intereses del Estado. El pago en especie podrá ser realizado siempre y cuando se hayan cubierto las necesidades de consumo interno del país.

Además podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por el contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas.

Finalmente la contratista deberá garantizar la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal.

### **3.2.2.2 Descripción de las principales cláusulas del Contrato de Prestación de Servicios**

**Comparecientes:** las partes del Contrato de Prestación de Servicios son: El Estado Ecuatoriano, por intermedio de la Secretaría de



Hidrocarburos, en calidad de contratante y la contratista entidad legalmente establecida en el país, adjudicaría del contrato.

**Objeto:** El Contrato Modificatorio tiene por objeto la prestación de servicios a la Secretaría de Hidrocarburos por parte de la contratista, haciendo uso de sus propios recursos y a su solo riesgo, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo Petróleo crudo, en el Área del Contrato.

Además para el cumplimiento del objeto del contrato la contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, capitales y equipos, bienes y maquinaria necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

**Plazo:** El plazo de vigencia de este contrato es desde 5 años, para el caso del contrato analizado la vigencia es desde el 22 de enero del 2010, hasta el 31 de marzo del 2016.

**Derechos de las partes:** entre los principales derechos de las partes del contrato de participación están los siguientes:

➤ Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que lo acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados

en el territorio nacional, son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado Ecuatoriano, por lo tanto también es propietario de los hidrocarburos extraídos por la contratista en la prestación de los servicios contratados.

➤ La contratista no tiene derecho a explotar recursos naturales distintos del petróleo crudo existentes en el Área del Contrato.

➤ La contratista podrá ejercer los derechos establecidos en el contrato únicamente en relación con las actividades referidas a los servicios contratados y no podrá ejercerlos con ningún otro fin ni traspasarlos o disponer de ellos de otra forma sin el consentimiento previo de la Secretaría de hidrocarburos.

➤ La contratista podrá usar sin costo el Petróleo Crudo proveniente del Área del Contrato que sea necesario para las operaciones, incluyendo la generación de energía eléctrica y en caso del Gas Natural, previa autorización del Ministerio.

**Obligaciones de las partes:** las principales obligaciones de la contratista son las siguientes:

➤ Cumplir con el objeto del contrato.

- Ejecutar las actividades descritas en el Plan de Actividades y en otros planes y sus reformas, acordados por las Partes, con sus propios recursos técnicos, económicos y administrativos, pudiendo subcontratar los bienes y servicios requeridos.
- Construir obras civiles y facilidades petroleras de acuerdo con el Plan de Actividades y otros Planes acordados por las partes y sus reformas; y adquirir e instalar, a su costo, los equipos que sirvan para efectuar la medición y las determinaciones volumétricas, ajustes por temperatura, contenido de agua y sedimentos y otras mediciones que fuesen necesarias a fin de determinar el volumen de la producción fiscalizada.
- Entregar la producción fiscalizada en el Centro de Fiscalización y Entrega, cesando en ese momento la responsabilidad de prestación de servicios por la Contratista.
- Cumplir con los Planes, Programas y Presupuestos Anuales y además de sus reformas, en los cuales las actividades son de ejecución obligatoria pero los montos de las Inversiones serán estimados.
- Cumplir el programa de capacitación técnica de conformidad con la Ley Aplicable, el personal técnico y administrativo extranjero de la Contratista proporcionará entrenamiento y capacitación al personal nacional y promoverá la transferencia tecnológica.

- Emplear en la ejecución del servicio un mínimo del 95% en el personal de obreros y en el personal de empleados administrativos, mientras que en el personal técnico debe cumplir con un mínimo de 75%, a menos que no hubiere técnicos nacionales disponibles.
- Mantener informado permanentemente a la Secretaría de Hidrocarburos sobre el desarrollo de los servicios efectuados durante la vigencia del contrato.
- Presentar a la ARCH informes diarios de perforación, y demás informes requeridos por el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, así como también un informe completo al término de cada operación que bajo los estándares de la Industria Petrolera Internacional se considere importante o significativa.
- Entregar a la Secretaría y a la Autoridad Ambiental, según corresponda, copia de la información técnica, ambiental y de investigación relacionada con las actividades de la Contratista, de conformidad con las disposiciones legales y reglamentarias vigentes incluyendo datos geológicos, geofísicos, petrofísicos, de ingeniería, registros e informes de completación de pozos y cualquier otro dato que la Contratista hubiese originado y recopilado durante la vigencia del contrato.

- Presentar anualmente el Programa y Presupuesto Ambiental a la Secretaría y a la Autoridad Ambiental, el cual formará parte integrante de los Programas y Presupuestos Anuales.
- Entregar a la Secretaría y al Ministerio de Ambiente una copia de los Estudios Ambientales que se realicen y los documentos que los soporte.
- Presentar el primer mes de cada año a la Secretaría y a la ARCH un informe detallado sobre las inversiones, costos y gastos de la Contratista, y de las actividades ejecutadas en el Área del contrato.
- Presentar hasta el 30 de abril de cada año a la Secretaría de Hidrocarburos y a la ARCH una copia de los estados financieros debidamente auditados.
- Obtener de la autoridad ambiental competente la licencia ambiental respectiva para la ejecución de las actividades programadas en el Área del Contrato.
- Mantener registros contables de conformidad con el Reglamento de Contabilidad, en idioma castellano de todas sus actividades técnicas, administrativas y ambientales de manera que se puedan constatar en forma exacta y fidedigna, las inversiones, ingresos, costos y gastos de la Contratista.

- Respetar los derechos relativos a la propiedad industrial de terceros, manteniendo a la Secretaría a salvo de reclamos o pago de indemnizaciones resultantes del incumplimiento de tal obligación.
- Supervisar y vigilar, en forma permanente, la ejecución de los servicios que se compromete a realizar, y celebrar con los Subcontratistas, los contratos que fueren necesarios para el cumplimiento de sus obligaciones.
- Contratar y mantener vigentes las garantías y los seguros previstos en la Ley Aplicable.
- Presentar mensualmente la Secretaría y ARCH, un informe de actividades, inversiones, costos y gastos de la contratista ejecutados durante el Período.
- Incluir en sus presupuestos, las provisiones necesarias para el abandono o cierre parcial o total de las operaciones, así como también para la remediación ambiental de las áreas afectadas por las actividades hidrocarburíferas.
- Presentar al Comité de Supervisión los Programas y Presupuestos Anuales hasta el 30 de Septiembre anterior al año fiscal en que el referido programa deba ser ejecutado, y tramitar su debida aprobación por parte de la Secretaría.

- Presentar al Comité de Supervisión el Plan Quinquenal para su posterior aprobación por parte de la Secretaría de conformidad con lo establecido en la Ley Aplicable.
- Cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias concordantes, en lo relativo a la seguridad e higiene ocupacional para el personal a cargo de la contratista.
- Cumplir con las disposiciones legales en cuanto a las relaciones de la contratista y las comunidades vecinas, limitando su intervención a la ejecución de los programas comunitarios y las medidas de compensación e indemnización previstas en la Ley Aplicable.
- Proponer para aprobación de la Secretaría la Tasa Máxima de Producción, sobre la base de estudios técnicos convencionales o estudios de simulación de Yacimientos en concordancia con lo estipulado en la Ley Aplicable.

Son obligaciones de la Secretaría de Hidrocarburos, además de otras obligaciones estipuladas en el contrato y en la Ley Aplicable las siguientes:

- Pagar a la contratista por los servicios de explotación y exploración, la tarifa que corresponda, conforme se determina en el contrato modificatorio. Cuando se trate de los servicios descritos en el

Plan de Actividades la Secretaría pagará la Tarifa para Campos en Producción. Cuando se traten de servicios correspondientes al Plan de Desarrollo, la Secretaría pagará la tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental.

- La Secretaría deberá pronunciarse sobre las solicitudes, propuestas o requerimientos realizados por la contratista, dentro de los plazos establecidos en el contrato, en el caso de que no se hubiese especificado, lo deberá hacer dentro del término de 15 días, contados desde la recepción de la respectiva solicitud, en caso de emergencia el plazo para un pronunciamiento es de 2 días. Cuando la Secretaría no se pronuncie dentro de los respectivos términos o plazos, se entenderá que se ha aprobado la correspondiente solicitud, propuesta o requerimiento.
- Proporcionar la información y documentación necesaria para la obtención de visas para el personal de nacionalidad extranjera de la Contratista.
- Conceder a la contratista la opción preferente de compra de Petróleo Crudo del Área del Contrato.
- Proporcionar a la contratista sin costo, nueva información técnica y tecnológica que fuesen obtenidos por la Secretaría de Hidrocarburos,



que pueda ser utilizada en apoyo de las operaciones de exploración y explotación del Área del Contrato.

- Comunicar a la contratista sobre cualquier reclamo o procedimiento judicial que pueda afectar los derechos de la contratista, a fin de que se tomen medidas para defensa de sus intereses.
- Permitir a la contratista la utilización de petróleo crudo y gas asociado, proveniente del Área del Contrato, necesario para sus operaciones y en los volúmenes promedio que ha venido requiriendo.
- Proveer y coordinar con la contratista las condiciones razonables de seguridad para la realización de sus actividades.
- Recibir la producción fiscalizada del Área del Contrato, y responsabilizarse de la misma, una vez que haya sido entregada por la contratista en el Centro de Fiscalización y Entrega.
- Facilitar a la contratista el uso de las vías, medios de comunicación y transporte existentes o por construirse, así como la utilización de materiales naturales de construcción y combustibles necesarios para las operaciones, así como para la obtención de cualquier licencia o permiso necesario.

➤ El desarrollo sostenible de las comunidades será asumido por el Estado a través de la Secretaría de Pueblos y sus demás entidades e instituciones dentro del ámbito de sus competencias.

### **3.2.2.3 Retribución y Forma de Pago al Contratista bajo la modalidad de Prestación de Servicios**

El Estado se reserva el 25% de los Ingresos Brutos del Contrato como margen de soberanía, con el valor remanente se cubrirán los Costos de Transporte del Estado, los Costos de Comercialización y los tributos establecidos en la codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, de ser aplicable, obteniendo de esta manera el Ingreso Disponible, con el cual la Secretaría pagará la Tarifa para Campos en Producción y, de ser aplicable, la Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental.

**Tarifa para Campos en Producción:** Las partes acordarán que la contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos de producción por barril neto, unidad de hidrocarburo, producido y entregado al Estado en Centro de Fiscalización y entrega. Esta tarifa estará establecida en la cláusula quince punto tres del contrato de prestación de servicios.

El pago para Campos en Producción se regirá por la siguiente fórmula:

$$PC_{\tau} = [TAR * Q_{\tau}] * FA_{\tau}$$

En donde:

$PC_t$  = Pago a la contratista en el período.

TAR = Tarifa para campos de producción por barril.

$Q_t$  = Producción de los campos en el período t.

$FA_t$  = Factor de ajuste por los costos operativos, este factor a su vez está dado por la siguiente fórmula.

$$FA_{\tau} = FA_{\tau-1} * [\Delta PPI_i * X + \Delta CPI_i * Y + Z]$$

$\Delta PPI_i$  = Variación del Indicador de costos  $PPI_t / PPI_{t-1}$  (Código PCU

213112213112 “Support activities for oil and gas operations”

$$\Delta PPI_i = \left( \frac{PPI_t}{PPI_{t-1}} - 1 \right)$$

X = Factor de costos operativos variables sobre la Tarifa para Campos

(No se incluye depreciación ni amortización).

$\Delta CPI_i$  = Variación del Indicador de costos  $CPI_t / CPI_{t-1}$  (Consumer Price Index).

$$\Delta CPI_i = \left( \frac{CPI_t}{CPI_{t-1}} - 1 \right)$$

$Y$  = Factor de costos operativos fijos sobre la Tarifa para campos en Producción (No se incluye depreciación ni amortización).

$$Z = 1 - X - Y.$$

El período  $t$  para el pago a la contratista ( $PC_t$ ), tiene una periodicidad mensual; sin embargo, el factor  $FA_t$  se ajustará anualmente el mes de enero de cada año fiscal, considerando los índices a diciembre del año anterior. Este factor de ajuste para el año 2011 será de uno, mientras que para el año 2012, se calculará tomando en cuenta la variación entre el mes correspondiente a la Fecha de vigencia y el mes de diciembre del primer año de vigencia del contrato.

**Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de la Recuperación Mejorada:** Para la ejecución del Plan de Desarrollo, como resultado de un Plan de Actividades adicionales, se fijará una Tarifa para campos nuevos o por producción incremental fruto de la Recuperación Mejorada por cada Barril neto proveniente de Producciones Incrementales Adicionales y entregado al Estado en el Centro de Fiscalización y Entrega.

Por otra parte el pago a la contratista para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada se registrará por la siguiente fórmula:

$$PC\tau = [TAR.CN * QI\tau] * FA\tau$$

En donde:

$PC_t$  = Pago a la contratista en período  $t$ .

$TAR.CN$  = \$ US XX Dólares / Barril (Tarifa para campos Nuevos o Producción Incremental fruto de recuperación mejorada)

$QIt$  = Producción de los nuevos campos o incremental de Recuperación Mejorada en el período  $t$ , medido en barriles.

$FA_t$  = Factor de ajuste por los costos operativos, este factor a su vez está dado por la siguiente fórmula.

$$FA_t = FA_{t-1} * [\Delta PPI_i * X + \Delta CPI_i * Y + Z]$$

$\Delta PPI_i$  = Variación del Indicador de costos  $PPI_t / PPI_{t-1}$  (Código PCU 213112213112 “Support activities for oil and gas operations”

$X = 0,175$ . Factor de costos operativos variables sobre la Tarifa para Campos (No se incluye depreciación ni amortización).

$\Delta CPI_i$  = Variación del Indicador de costos  $CPI_t / CPI_{t-1}$  (Consumer Price Index).

$Y = 0,325$ . Factor de costos operativos fijos sobre la Tarifa para campos en Producción (No se incluye depreciación ni amortización).

$Z = 1 - X - Y$ .

Al igual que en la Tarifa para Campos en Producción el período  $t$  para el pago a la contratista ( $PC_t$ ), tiene una periodicidad mensual; sin

embargo, el factor  $FA_t$  se ajustará anualmente el mes de enero de cada año fiscal, considerando los índices a diciembre del año anterior. Este factor de ajuste para el año 2011 será de uno, mientras que para el año 2012, se calculará tomando en cuenta la variación entre el mes correspondiente a la Fecha de vigencia y el mes de diciembre del primer año de vigencia del contrato.

Según lo expuesto anteriormente, los únicos pagos realizados a la Contratista por parte de la Secretaría como contraprestación de los servicios prestados, serán los valores correspondientes a la Tarifa de Producción, y de ser aplicable, la Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de la Recuperación Mejorada.

La contratista emitirá mensualmente y por los servicios prestados en el mes inmediato anterior una factura equivalente al pago a la contratista, conforme a la formula precedente. La factura deberá incluir el impuesto al valor agregado, y además deberá estar conforme a la Ley Aplicable. La Secretaría podrá objetar el pago en un plazo de quince días desde presentada la factura, si la secretaría no hubiese objetado la factura dentro del plazo establecido, se entenderá que esta ha sido aprobada y el pago deberá ser realizado en un plazo de cuarenta y cinco días desde la fecha de su presentación. Si en el plazo de 60 días desde la aprobación, la Secretaría no hubiera realizado el pago

pertinente, la contratista podrá utilizar el crédito pendiente de pago por la Secretaría para cancelar sus obligaciones.

Si conviene a los intereses del Estado, y únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país, el pago a la contratista podrá ser realizado en Petróleo Crudo o Dólares y Petróleo Crudo en forma mixta.

### 3.2.3 Principales diferencias entre las dos modalidades contractuales

**Tabla 4:** Diferencias entre las dos modalidades contractuales

<i>Modalidad Contractual:</i>	<b>CONTRATO DE PARTICIPACIÓN.</b>	<b>CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS</b>
<i>Tipo de Contrato:</i>	Contrato de Explotación de Petróleo Crudo y Exploración Adicional, en Campos Marginales.	Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Campos Marginales.
<i>Comparecientes:</i>	<b>CONTRATANTE:</b> El Estado Ecuatoriano por intermedio de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador PETROPRODUCCIÓN.	<b>CONTRATANTE:</b> El Estado Ecuatoriano, por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, en calidad de contratante

	<b>CONTRATISTA:</b> entidad legalmente constituida en el país adjudicaría del contrato.	<b>CONTRATISTA:</b> entidad legalmente constituida en el país adjudicaría del contrato.
<b>Objeto del Contrato:</b>	El objeto del contrato es la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos en el campo marginal adjudicado, para el cumplimiento de este objeto, la contratista bajo su exclusiva responsabilidad y riesgo deberá ejecutar las actividades y realizar las inversiones necesarias con la tecnología adecuada.	El Contrato Modificatorio tiene por objeto la <b><u>prestación de servicios</u></b> a la Secretaría de Hidrocarburos por parte de la contratista, haciendo uso de sus propios recursos y a su solo riesgo, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo Petróleo crudo, en el Área del Contrato.  <i>La contratista se obliga para con la Secretaría a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción.</i>
<b>Plazo del Contrato:</b>	Hasta 20 años.	Depende de la negociación, en el caso del contrato analizado 5 años.
<b>Derechos de la Contratista:</b>	La contratista tiene derecho a la retribución y <b><i>participación en la producción bajo las condiciones señaladas en el contrato.</i></b>	La contratista tiene derecho al pago de una tarifa de producción por barril producido.
<b>Obligaciones de la Contratista:</b>	1) Ninguna	1) Emplear en la ejecución del servicio un mínimo del 95% en el personal de obreros y en el personal



		de empleados administrativos, mientras que en el personal técnico debe cumplir con un mínimo de 75%, a menos que no hubiere técnicos nacionales disponibles.
	2) Preservar el medio ambiente, aplicando técnicas aconsejadas en la práctica petrolera internacional. Además se deberán efectuar de forma inmediata trabajos de descontaminación, en caso de contaminación ambiental causada por el desarrollo de las actividades objeto del contrato.	2) Presentar anualmente a la Secretaría y a la Autoridad Ambiental un Programa y Presupuesto Ambiental Anual, así como también copias de los Estudios ambientales realizados. Finalmente obtener de la Autoridad competente la licencia ambiental respectiva para la ejecución de las actividades programadas en el área del contrato.
	3) Cumplir y desarrollar en forma permanente e ininterrumpida, las actividades señaladas en el Plan de Actividades e Inversiones de Explotación.	3) Presentar en el primer mes de cada año a la Secretaría y a la ARCH un informe detallado sobre las Inversiones, Costos y Gastos de la Contratista y las actividades ejecutadas en el Área del Contrato.
	4) Ninguna	4) Incluir en su presupuesto las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de la operación y para la

		remediación ambiental en las áreas afectadas por la actividad hidrocarburífera.
<b><i>Pago a la Contratista:</i></b>	<p>La retribución por la ejecución del contrato será:</p> <p>a) el costo de operación de la curva base de producción actualizada al año respectivo,</p> <p>b) la cantidad de petróleo crudo correspondiente a los porcentajes ofertados por el incremento sobre la curva base de producción.</p>	<p>Los únicos pagos que efectuará la Secretaría a la Contratista serán:</p> <p>a) la tarifa para campos de producción por cada barril neto entregado al Estado.</p> <p>b) de ser aplicable, la tarifa para campos nuevos o por producción incremental por cada barril neto proveniente de Producciones Incrementales adicionales entregadas al Estado.</p>

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

## **4      CAPÍTULO IV: ANÁLISIS FINANCIERO**

### **4.1 CAMBIO DE MODALIDAD CONTRACTUAL PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN Y EXPLORACIÓN DE CAMPOS MARGINALES EN EL ECUADOR**

El cambio más significativo fruto de la renegociación de los contratos petroleros con las empresas privadas que operan en campos marginales en el Ecuador se dio en las cláusulas referentes al Pago a la Contratista, puesto que al cambiar la forma contractual de un modelo de participación a uno de prestación de servicios, la retribución que recibirá la contratista por la ejecución del contrato será distinta para cada caso.

El análisis de la retribución y pago a la contratista, es decir el cálculo de los ingresos de las partes bajo las dos modalidades contractuales permitirá establecer el impacto financiero fruto de la renegociación, con lo cual se podrá estimar el beneficio que el Estado adquirió con las modificaciones contractuales realizadas.

Para determinar el efecto en los Ingresos de la Contratista y del Estado como consecuencia de la renegociación se analizará los contratos firmados para la Explotación de Petróleo Crudo y Exploración Adicional de hidrocarburos en el campo marginal **Tigüino**, ubicado en la Provincia de Orellana.

## **4.2 CÁLCULO DE INGRESOS DE LAS PARTES BAJO LA MODALIDAD DE PARTICIPACIÓN**

### **4.2.1 Ingresos Contratista según el Contrato de Participación**

#### **4.2.1.1 Aspectos Generales de la forma de pago a la Contratista**

El 10 de diciembre de 1999 se firmó un contrato entre la Contratista (Asociación de Empresas Privadas Operadoras de Hidrocarburos) y PETROECUADOR para la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos en el Campo Marginal Tigüino, a fin de incrementar la producción actual e incorporar nuevas reservas. Este contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 7 de enero del 2000.

El contrato antes mencionado tendrá una duración de hasta 20 años y las actividades de exploración adicional tendrán un plazo improrrogable de tres años contados a partir del 22 de mayo del 2001, fecha de aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por parte de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA).

La Contratista deberá ejecutar las actividades y realizar las inversiones necesarias con la utilización de la tecnología adecuada y se ha obligado a efectuar las operaciones técnicas, económicas y

administrativas y a ejecutar el programa mínimo de actividades de explotación e inversiones comprometidas para los tres primeros años por US\$24.9 millones (de los cuales US\$5 millones corresponden a inversiones adicionales de exploración, que incluyen una inversión de desarrollo opcional por US\$2.4 millones por un pozo exploratorio y US\$19.9 millones a inversiones de desarrollo y producción), a fin de incrementar la curva base de producción. También se obliga a preservar el medio ambiente, aplicando las técnicas más adecuadas en la práctica petrolera internacional.

Para la operación del Campo Marginal Tigüino, la Contratista recibió de PETROECUADOR, en calidad de derecho de uso sin costo, activos fijos por un valor neto establecido por las partes en US\$7.8 millones (según surge del inventario realizado al inicio de las operaciones), los cuales deben ser devueltos al término del plazo contractual en las mismas condiciones en que fueron recibidos, salvo el desgaste por uso normal. Es responsabilidad del Consorcio administrar y asegurar los activos fijos de acuerdo con las condiciones estipuladas en el contrato.

Como se mencionó en el capítulo anterior, según las condiciones contractuales de la modalidad de participación, el pago realizado a la contratista por la ejecución del contrato será: a) el reembolso de los costo de operación de la Curva Base de producción del Campo Margila Tigüino actualizado al año correspondiente, y b) El volumen de

petróleo crudo correspondiente a los porcentajes ofertados X1, X2 y el factor de equilibrio X3, por el incremento sobre la Curva Base de Producción.

#### 4.2.1.2 Cálculo de los Costos de operación de la Curva Base

Los ingresos de la contratista por reembolso de costos de operación correspondientes a la curva base de producción se obtienen aplicando la siguiente expresión matemática:

$$ICLB = C\sigma \left( \frac{IP\tau}{IP\sigma} \right) QB\tau$$

Como se puede observar en la expresión anterior, los Ingresos por costos de Operación en la Curva Base de Producción se obtienen multiplicando la curva base de producción actualizada al año correspondiente, por el costo de operación de PETROPRODUCCIÓN en dólares por barril del campo marginal al inicio del contrato y cuyo valor constará en el mismo, este costo de producción será ajustado al año de cálculo multiplicándolo por la división entre el Índice de Precios de Estados Unidos de América correspondiente al período de cálculo, sobre el Índice de Precios de Estados Unidos correspondiente al año anterior al inicio del contrato.

**Costo de Operación:** Según la cláusula 9.3 del contrato de Explotación y Exploración del Campo Marginal Tigüino, el costo de operación (Co) para este campo es de  $Co = \text{US\$ } 3.10$  por barril.

$$Co = \text{US\$ } 3.10$$

**Índices de Precios:** Además en esta misma cláusula 9.3 se especifica que los Índices de precios IPt e IPo serán tomados del Bureau of Labor Statistics Data, Finished Energy Goods, Seasonally Adjusted, Series ID: WPSSOP 3510, Base Data: 8200.

$$IPt = 166.21 \text{ (Índice de precio promedio 2010)}$$

$$IPo = 78.77 \text{ (Índice de precio promedio 2010)}$$

**Tabla 5:** Producer Price Index-Commodities

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1999	72.80	71.80	72.70	76.90	77.00	76.90	78.90	81.70	83.40	82.60	84.80	85.70	78.77
2000	86.4	90.3	93.1	90.3	89.3	94.8	94.6	93.6	97.3	98.6	100.7	101.5	94.21
2001	104.8	105.2	100.2	102.2	102.8	100.4	93.1	94.5	96.1	89.1	86.9	84.1	96.62
2002	82.9	82.9	85.8	88.4	87.4	87.7	88.5	89.5	91.1	93.7	93.7	94.2	88.82
2003	97.4	103.8	107.2	100.2	98.3	101.2	101.6	103.5	103.2	102.2	102.2	104.4	102.10
2004	108.7	108.3	107.1	108.6	111.3	110.1	112.8	113.4	112.9	120.0	123.2	118.9	112.94
2005	119.0	121.7	124.4	125.4	123.3	125.0	129.5	135.1	144.0	151.9	143.5	146.4	132.43
2006	148.9	142.4	144.0	148.6	148.8	150.4	150.7	152.4	142.0	137.1	139.6	142.4	145.61
2007	139.9	143.2	147.8	152.1	155.2	155.1	158.5	152.5	158.1	161.5	174.1	169.1	155.59
2008	172.3	173.5	177.5	178.0	186.6	196.8	203.4	194.4	196.0	170.7	147.2	133.6	177.50
2009	139.2	139.3	133.0	134.7	138.2	149.2	143.4	152.6	151.7	153.2	160.9	161.1	146.38
2010	167.1	161.3	162.0	161.7	160.7	162.0	162.0	165.6	166.6	171.7	174.7	179.1	166.21
2011	181.6	183.7	188.3	192.8	197.0	194.5	195.6	191.5	196.8	193.2	194.8	193.5	191.94
2012	192.1	193.8	192.9	190.7	185.3	184.6	184.6	192.1	200.0	198.2	192.1	191.3	191.48
2013	190.3	196.0	189.3	184.5									

**Fuente:** Bureau of Labor Statistics Data.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Finalmente en el Anexo Tres del contrato se detalla la Curva Base de Producción para el Campo Tigüino de los 20 años de duración del contrato.

$$QBt = 564 \text{ BPPD Curva Base correspondiente al 2010}$$

**Tabla 6:** Curva Base de Producción para el Campo Tigüino

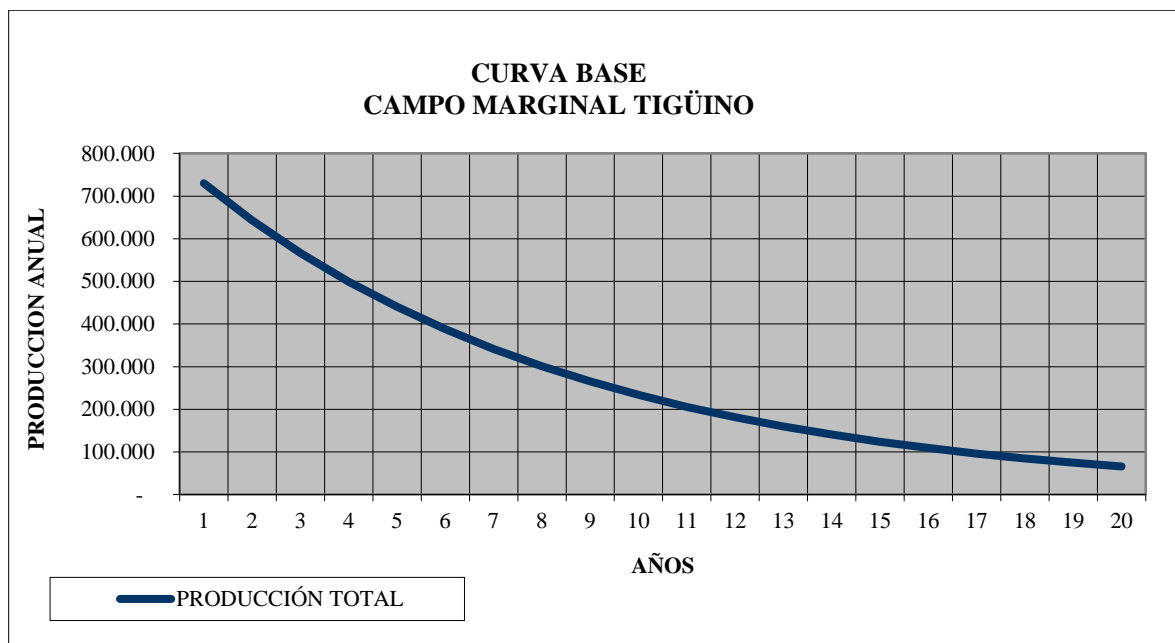
#	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BPPD)	PRODUCCIÓN TOTAL
1	2000	2,000	730,000
2	2001	1,762	643,130
3	2002	1,553	566,845
4	2003	1,368	499,320
5	2004	1,206	440,190
6	2005	1,063	387,995
7	2006	936	341,640
8	2007	825	301,125
9	2008	727	265,355
10	2009	641	233,965
11	2010	564	205,860
12	2011	497	181,405
13	2012	438	159,870
14	2013	386	140,890
15	2014	340	124,100
16	2015	300	109,500
17	2016	264	96,360
18	2017	233	85,045
19	2018	205	74,825
20	2019	181	66,065

**Fuente:** Anexo 3, Contrato de Exploración de Petróleo Crudo y Exploración Adicional de Hidrocarburos, en el Campo Marginal Tigüino.



**Elaborado por:** Andrés Cevallos

**Figura 11:** Gráfico de la Curva Base Anual durante la duración del contrato.



**Fuente:** Anexo 3, Contrato de Exploración de Petróleo Crudo y Exploración Adicional de Hidrocarburos, en el Campo Marginal Tigüino.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Como se muestra en la Tabla 7, los ingresos de la contratista operadora del campo marginal Tigüino, por reembolso de los costos Operativos de la Curva Base del año 2010, último período en el que se manejo la modalidad contractual de Participación, fueron de USD \$ 1, 346,630 que corresponden a la producción de la curva base de 564 barriles diarios, o 205,860 barriles de producción durante todo el 2010.

**Tabla 7:** Determinación de los Costos Operativos 2010 del Campo Tigüino.

Días	Meses	Costos operativos	Curva Base BPPD	Costos operativos mensuales	Índice de precios EUA	Índice de precios EUA	Costos Operativos Finales
		US\$	564	US\$	2010	1999	US\$
31	Enero	3.1	17,484	54,200	166.21	78.77	114,371
28	Febrero	3.1	15,792	48,955	166.21	78.77	103,303
31	Marzo	3.1	17,484	54,200	166.21	78.77	114,371
30	Abril	3.1	16,920	52,452	166.21	78.77	110,682
31	Mayo	3.1	17,484	54,200	166.21	78.77	114,371
30	Junio	3.1	16,920	52,452	166.21	78.77	110,682
31	Julio	3.1	17,484	54,200	166.21	78.77	114,371
31	Agosto	3.1	17,484	54,200	166.21	78.77	114,371
30	Septiembre	3.1	16,920	52,452	166.21	78.77	110,682
31	Octubre	3.1	17,484	54,200	166.21	78.77	114,371
30	Noviembre	3.1	16,920	52,452	166.21	78.77	110,682
31	Diciembre	3.1	17,484	54,200	166.21	78.77	114,371
Total barriles curva base 2010:			205,860	Total costos operativos 2010:			1,346,630

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

#### 4.2.1.3 Cálculo de los Ingresos por participación en el incremento de producción sobre la curva base de producción

Parte de la retribución que la contratista recibe por la ejecución del contrato son los ingresos por participación en el incremento de la producción sobre la curva base, los mismos que están representados por la siguiente expresión:

$$IPt = Xt * (QTt - QBt) * Pit$$

Como la expresión anterior lo indica, los Ingresos por Participación se obtienen multiplicando el porcentaje de participación de la contratista ( $Xt$ ) por la producción de petróleo crudo fiscalizado incremental, la misma que se obtiene restando la curva base de producción del período de cálculo, de la producción total de petróleo crudo fiscalizado ( $QTt - QBt$ ), esta participación de la contratista a su vez se multiplica por el precio internacional de referencia de PETROECUADOR (FOB de exportación) para el período  $t$ , ajustado por calidad ( $Pit$ ).

El porcentaje de participación de la contratista esta dado por la siguiente expresión:

$$Xt = \frac{(X1 * Q1) + (X2 * Q2t) + (X3 * Q3t)}{(QTt - QBt)}$$

Según la cláusula 9.3 del Contrato de Participación del Campo Tigüino los porcentajes de participación de la contratista y los volúmenes de producción son: para un primer incremento de hasta  $Q1 = 500$  BPPD un porcentaje  $X1 = 64\%$ , para incrementos de producción de hasta el 300% de la Curva Base  $Q2 \leq 300\% QBt$ , un porcentaje de participación  $X2 = 54\%$ , y finalmente para incrementos que

sobrepasen el 300% de la Curva Base  $X3 > 300\%$  QBt, un porcentaje  $X3 = 49\%$

La tabla 8 muestra los incrementos de producción sobre la curva base alcanzados por la contratista operadora del campo Tigüino durante el 2010, la producción total de este año fue de 1,697,096 barriles de crudo, este dato fue obtenido de los Reportes mensuales de Producción y Bombeo de crudo fiscalizado del Campo Marginal Tigüino, oficializados por la Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica, correspondiente al 2010, considerando que la curva base establecida en el contrato era de 564 BPPD, la curva base anual que debía ser alcanzada por el campo era de 205,860 barriles anuales, lo que da lugar a un excedente de producción sobre esta curva de 1,491,236.

**Tabla 8:** Excedentes de producción sobre la curva base Campo Tigüino 2010

Días	Meses	PRODUCCIÓN CAMPO MARGINAL TIGÜINO		CURVA BASE DE PRODUCCIÓN.		EXCEDENTE SOBRE LA CURVA BASE
		Diaria (BPPD)	Mensual (BPPM)	Diaria (BPPD)	Mensual (BPPM)	Mensual (BPPM)
31	Enero	4,740.07	146,942.22	564.00	17,484.00	129,458.22
28	Febrero	4,358.06	122,025.77	564.00	15,792.00	106,233.77
31	Marzo	4,936.98	153,046.30	564.00	17,484.00	135,562.30
30	Abril	4,629.35	138,880.61	564.00	16,920.00	121,960.61
31	Mayo	5,111.81	158,466.26	564.00	17,484.00	140,982.26
30	Junio	4,512.65	135,379.36	564.00	16,920.00	118,459.36
31	Julio	4,676.33	144,966.16	564.00	17,484.00	127,482.16
31	Agosto	4,705.47	145,869.65	564.00	17,484.00	128,385.65
30	Septiembre	4,645.79	139,373.82	564.00	16,920.00	122,453.82
31	Octubre	4,326.88	134,133.37	564.00	17,484.00	116,649.37
30	Noviembre	4,530.04	135,901.25	564.00	16,920.00	118,981.25
31	Diciembre	4,584.24	142,111.34	564.00	17,484.00	124,627.34
<b>TOTAL BARRILES DURANTE 2010</b>		<b>1,697,096</b>		<b>205,860</b>		<b>1,491,236</b>

**Fuente:** Reportes mensuales de Producción y Bombeo de crudo fiscalizado del Campo Marginal Tigüino, oficializados por la Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica, correspondiente al 2010.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

A este excedente se deben aplicar los tres niveles de participación establecidos en el contrato, así como se indica en la tabla 9, en donde podemos observar que 769,542 barriles corresponden a la participación de la contratista es decir el 52%, mientras que el 48% restante corresponde a la participación de PETROECUADOR es decir 721,694 barriles de crudo.

**Tabla 9:** Participación de la contratista en la producción incremental (en barriles de crudo).

								<i><b>PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL</b></i>	
<b>Meses</b>	<b>Excedente sobre la curva base</b>	<b>X1</b>	<b>Q1</b>	<b>X2</b>	<b>Q2</b>	<b>X3</b>	<b>Q3</b>	<b>Contratista</b>	<b>PETROECUADOR</b>
Enero	129,458.22	64.0%	15,500	54.0%	19,468	49.0%	94,490.22	66,732.93	62,725.29
Febrero	106,233.77	64.0%	14,000	54.0%	17,584	49.0%	74,649.77	55,033.75	51,200.02
Marzo	135,562.30	64.0%	15,500	54.0%	19,468	49.0%	100,594.30	69,723.93	65,838.37
Abril	121,960.61	64.0%	15,000	54.0%	18,840	49.0%	88,120.61	62,952.70	59,007.91
Mayo	140,982.26	64.0%	15,500	54.0%	19,468	49.0%	106,014.26	72,379.71	68,602.55
Junio	118,459.36	64.0%	15,000	54.0%	18,840	49.0%	84,619.36	61,237.09	57,222.27
Julio	127,482.16	64.0%	15,500	54.0%	19,468	49.0%	92,514.16	65,764.66	61,717.50
Agosto	128,385.65	64.0%	15,500	54.0%	19,468	49.0%	93,417.65	66,207.37	62,178.28
Septiembre	122,453.82	64.0%	15,000	54.0%	18,840	49.0%	88,613.82	63,194.37	59,259.45
Octubre	116,649.37	64.0%	15,500	54.0%	19,468	49.0%	81,681.37	60,456.59	56,192.78
Noviembre	118,981.25	64.0%	15,000	54.0%	18,840	49.0%	85,141.25	61,492.81	57,488.44
Diciembre	124,627.34	64.0%	15,500	54.0%	19,468	49.0%	89,659.34	64,365.80	60,261.54
<b>TOTAL BARRILES DURANTE 2010</b>								<b>769,542</b>	<b>721,694</b>

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Para calcular el ingreso de la contratista en términos monetarios, se debe multiplicar el total de barriles que la contratista recibió como participación en la producción excedente por el precio de petróleo del contratista ajustado por la calidad API, este precio ajustado por la calidad API se obtiene aplicando la siguiente expresión:

$$P_{it} = PM * \frac{(1 + K * DC)}{100}$$

En donde:

PM, es el precio de venta promedio de PETROECUADOR, este dato se obtiene de los resúmenes de precios promedios ponderados de las ventas de petróleo crudo al exterior durante el 2010, el mismo que es emitido por el Ministerio de recursos no renovables.

**Tabla 10:** Precios promedios ponderados de las Ventas de Petróleo Crudo al Exterior de PETROECUADOR al contado.

Mes	Volumen de Barriles	Al Contado		° API
		Precios FOB US\$/BL	Valor Total US\$	
Enero	5,477,221	73.465307	402,385,722	23.4
Febrero	4,998,022	70.144830	350,585,404	23.4
Marzo	6,059,906	73.689082	446,548,910	23.5
Abril	7,634,058	75.688800	577,812,689	23.8
Mayo	6,047,522	65.870383	398,352,590	23.9
Junio	6,081,833	67.523855	410,668,810	23.9
Julio	4,805,555	69.892350	335,871,532	24.0
Agosto	5,691,973	70.212446	399,647,347	23.9
Septiembre	6,498,042	67.898370	441,206,460	23.7
Octubre	5,853,659	75.662819	442,904,341	24.0
Noviembre	4,964,839	78.894579	391,698,883	23.8
Diciembre	7,015,251	82.628280	579,658,124	23.9
<b>PROMEDIO ANUAL</b>		<b>72.630925</b>		<b>23.8</b>

**Fuente:** Resumen anual 2010, de precios promedios ponderados de las ventas de petróleo crudo al exterior de PETROECUADOR al Contado, emitido por el Ministerio de Recursos no Renovables.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

K, es el coeficiente de corrección de calidad API, el mismo que se obtiene considerando los grados API del crudo extraído en el campo Tigüino de acuerdo a las siguientes condiciones:

$$K = 1.1 \text{ si } 25^{\circ} API < CC < 35^{\circ} API$$

$$K = 1.3 \text{ si } 15^{\circ} API < CC < 25^{\circ} API$$

$$K = 1.1 \text{ y } DC = 10 \text{ si } CC \geq 35^{\circ} API$$

Finalmente DC, corresponde a la diferencia de calidad de petróleo crudo proveniente del área del contrato (CC) y la calidad promedio correspondiente al crudo exportado por PETROECUADOR (CM).



**Tabla 11:** Diferencia de la Calidad del Petróleo en el Campo Tigüino

Mes	°API Crudo Tigüino (CC)	°API Crudo PETROECUADOR (CM)	DC = CC – CM
Enero	22.00	23.4	(1)
Febrero	22.30	23.4	(1)
Marzo	21.60	23.5	(2)
Abril	21.50	23.8	(2)
Mayo	21.60	23.9	(2)
Junio	21.60	23.9	(2)
Julio	21.70	24.0	(2)
Agosto	21.60	23.9	(2)
Septiembre	21.60	23.7	(2)
Octubre	21.90	24.0	(2)
Noviembre	21.70	23.8	(2)
Diciembre	21.50	23.9	(2)

**Fuente:** Reportes mensuales de Producción y Bombeo de crudo fiscalizado del Campo Marginal Tigüino, oficializados por la Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica, correspondiente al 2010.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos.

Es así que los Precio Mensuales de Petróleo del Contratista ajustados por la calidad API son los indicados en la siguiente tabla:

**Tabla 12:** Precio de Petróleo del Contratista ajustado por la calidad API (en USD \$ por barril).

Mes	PM	K	DC	Pit
Enero	73.465307	1.3	(1)	72.128238
Febrero	70.144830	1.3	(1)	69.141759
Marzo	73.689082	1.3	(2)	71.868962
Abril	75.688800	1.3	(2)	73.425705
Mayo	65.870383	1.3	(2)	63.900859
Junio	67.523855	1.3	(2)	65.504892
Julio	69.892350	1.3	(2)	67.802569
Agosto	70.212446	1.3	(2)	68.113094
Septiembre	67.898370	1.3	(2)	66.044744
Octubre	75.662819	1.3	(2)	73.597224
Noviembre	78.894579	1.3	(2)	76.740757
Diciembre	82.628280	1.3	(2)	80.050278

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

De esta manera los Ingresos percibidos por la contratista operadora del campo Tigüino durante el 2010 por concepto de Participación en la producción Incremental fueron de USD \$ 54, 351,445, los cuales se encuentran distribuidos mensualmente como lo muestra la siguiente tabla.

**Tabla 13:** Ingresos de la Contratista por Participación en la Producción Incremental (USD\$).

Mes	Participación de la Contratista en la Producción Incremental (en barriles de petróleo)	Precio de Petróleo del Contratista ajustado por la calidad API. (Pit)	Ingresos por participación en el incremento de producción sobre la curva base de producción
Enero	66,732.93	72.128238	4,813,328.53
Febrero	55,033.75	69.141759	3,805,130.09
Marzo	69,723.93	71.868962	5,010,986.24
Abril	62,952.70	73.425705	4,622,346.29
Mayo	72,379.71	63.900859	4,625,125.44
Junio	61,237.09	65.504892	4,011,328.71
Julio	65,764.66	67.802569	4,459,012.77
Agosto	66,207.37	68.113094	4,509,588.71
Septiembre	63,194.37	66.044744	4,173,656.14
Octubre	60,456.59	73.597224	4,449,437.29
Noviembre	61,492.81	76.740757	4,719,004.98
Diciembre	64,365.80	80.050278	5,152,499.89
<b>Total Ingresos por Participación 2010</b>			<b>54,351,445</b>

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

#### 4.2.1.4 Ingresos Totales Percibidos por la Contratista durante el 2010

Una vez realizado los cálculos de los Ingresos de la Contratista por la ejecución del Contrato de Participación, se puede concluir que el total de ingresos percibidos durante el 2010 fueron de USD \$55,698.075, dentro de los cuales el 98% corresponden a los ingresos por la

participación en el incremento de producción sobre la curva base de producción, y apenas el 2% restante corresponde al reembolso de los costos operativos de la curva base.

**Tabla 14:** Total Ingresos de la Contratista durante el 2010.

Mes	Ingresos por participación en el incremento de producción sobre la curva base de producción (USD \$)	Total reembolso de los costos de operación de la curva Base (USD \$)	INGRESOS TOTALES 2010
Enero	4,813,328.53	114,371	4,927,699.86
Febrero	3,805,130.09	103,303	3,908,433.23
Marzo	5,010,986.24	114,371	5,125,357.57
Abril	4,622,346.29	110,682	4,733,028.22
Mayo	4,625,125.44	114,371	4,739,496.78
Junio	4,011,328.71	110,682	4,122,010.65
Julio	4,459,012.77	114,371	4,573,384.10
Agosto	4,509,588.71	114,371	4,623,960.04
Septiembre	4,173,656.14	110,682	4,284,338.07
Octubre	4,449,437.29	114,371	4,563,808.63
Noviembre	4,719,004.98	110,682	4,829,686.91
Diciembre	5,152,499.89	114,371	5,266,871.22
<b>TOTAL INGRESOS CONTRATISTA USD \$</b>			<b>55,698,075</b>

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

#### 4.2.2 Ingresos del Estado según el Contrato de Participación

##### 4.2.2.1 Volumen de crudo correspondiente al Estado

Según las condiciones del Contrato de Participación, al Estado Ecuatoriano en la producción del campo marginal Tigüino le

corresponde el volumen de petróleo crudo fiscalizado correspondiente a la Curva Base de Producción (QBt), y el volumen de petróleo crudo fiscalizado del incremento de la producción sobre la curva base ( $X_t - \text{Estado}$ ). Por lo que los ingresos del Estado están dados por la siguiente expresión:

$$IE = QBt + (X_t - \text{Estado})(QT_t - QBt)$$

Como se mencionó en el punto 4.1.1.2 la curva base se encuentra detallada en el Anexo III del contrato de participación, durante el 2010 la contratista operadora del campo marginal Tigüino sobrepasó la curva base establecida todos los meses por lo que al Estado le corresponde los 564 BPPD, es decir 205,860 barriles de crudo correspondientes a la curva base del 2010.

Según las condiciones contractuales al Estado Ecuatoriano le corresponde el 48,3957% de la producción incremental, este porcentaje se obtiene restando del 100% la participación de la contratista.

Como lo indica la tabla 15 Durante el 2010 el Estado Ecuatoriano a través de PETROECUADOR recibió 927,554 barriles de petróleo crudo fruto de las operaciones de explotación del campo Tigüino. Considerando los precios de venta promedio mensuales de PETROECUADOR durante este año, se puede estimar que los

ingresos del Estado en términos monetarios como resultado de la ejecución del contrato fueron de USD \$ 67, 325,831 durante el 2010.

**Tabla 15:** Barriles de petróleo crudo recibido por el Estado Ecuatoriano durante el 2010

Mes	Curva Base de Producción 2010 (En barriles de crudo)	Participación del Estado en la Producción Incremental 2010 (En barriles de crudo)	TOTAL PETRÓLEO RECIBIDO POR PETROECUADOR	Precios de Venta Promedio	TOTAL INGRESOS ESTADO ECUATORIANO (En USD \$)
Enero	17,484.00	62,725.29	80,209.29	73.465307	5,892,600.28
Febrero	15,792.00	51,200.02	66,992.02	70.144830	4,699,144.04
Marzo	17,484.00	65,838.37	83,322.37	73.689082	6,139,949.18
Abril	16,920.00	59,007.91	75,927.91	75.688800	5,746,892.48
Mayo	17,484.00	68,602.55	86,086.55	65.870383	5,670,554.19
Junio	16,920.00	57,222.27	74,142.27	67.523855	5,006,372.13
Julio	17,484.00	61,717.50	79,201.50	69.892350	5,535,579.07
Agosto	17,484.00	62,178.28	79,662.28	70.212446	5,593,283.64
Septiembre	16,920.00	59,259.45	76,179.45	67.898370	5,172,460.36
Octubre	17,484.00	56,192.78	73,676.78	75.662819	5,574,592.77
Noviembre	16,920.00	57,488.44	74,408.44	78.894579	5,870,422.35
Diciembre	17,484.00	60,261.54	77,745.54	82.628280	6,423,980.53
<b>TOTAL BARRILES DE PETRÓLEO</b>	<b>205,860</b>	<b>721,694</b>	<b>927,554</b>	<b>TOTAL INGRESOS DEL ESTADO USD \$</b>	<b>67,325,831</b>

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

### **4.3 CÁLCULO DE INGRESOS DE LAS PARTES BAJO LA MODALIDAD DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS**

#### **4.3.1 Ingresos Contratista según el Contrato de Prestación de Servicios**

##### **4.3.1.1 Aspectos Generales de la forma de pago a la Contratista**

Con fecha 22 de enero de 2011 la contratista operadora del campo marginal Tigüino suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos, en representación del Estado Ecuatoriano, el contrato modificatorio cambiando la modalidad a prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Tigüino. Dicho contrato fue inscrito en el Registro de la Secretaría de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011, y tiene una fecha de vigencia hasta el 31 de marzo de 2016.

Según esta nueva modalidad contractual las partes acuerdan que la contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos en producción de US\$29.6 por cada barril neto, producido y entregado en el Centro de fiscalización y entrega. Esta tarifa considera un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que toma en consideración el riesgo incurrido.

La cláusula décima quinta del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de

Hidrocarburos, Bloque Tigüino, indica la forma de pago a la contratista será de la siguiente manera:

El Estado se reserva el 25% del Ingreso Bruto del contrato como Margen de soberanía antes de cualquier distribución, con el valor remante obtenido se cubrirá los costos de transporte y de comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizada estas deducciones y cubiertos los tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de creación de Rentas sustitutivas, la secretaría comunicará a la contratista el Ingreso disponible para cada mes.

Con el Ingreso Disponible, la Secretaría pagará la Tarifa para Campos en Producción y, de ser aplicable, la tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de la recuperación mejorada. En el caso de que se incremente la carga tributaria contemplada en la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de creación de Rentas sustitutivas, o que se creen gravámenes de cualquier naturaleza que tengan como efecto el incremento de los costos de transporte y comercialización incurridos por el Estado, situaciones que den lugar a que el Ingreso Disponible no fuere suficiente para cubrir el respectivo pago a la Contratista, los valores correspondientes a dichos incrementos se cubrirán luego de efectuar el pago a la Contratista.



Sin embargo en el caso que el Ingreso Disponible no sea suficiente para cubrir el pago de las Tarifas para Campos en Producción o Campos Nuevos, como consecuencia de factores diferentes a los mencionados en el párrafo anterior, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. Esta diferencia entre los montos pagados por concepto de las tarifas y el Ingreso Disponible del mismo mes o año fiscal se trasladará al siguiente mes o año fiscal, sin intereses y en caso de que no sean cubiertos el siguiente mes o año fiscal se acumulará sucesivamente durante el Plazo de Vigencia del Contrato Modificatorio. Cualquier diferencia trasladada que no haya sido pagada por la Secretaría a la Terminación del contrato, se extinguirá y no será pagada a la Contratista, quedando la Secretaría y por ende el Estado Ecuatoriano automáticamente liberado de esta obligación de pago en ese momento.

Según lo expuesto anteriormente a la contratista por la ejecución del contrato tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos en producción por cada barril neto, unidad de hidrocarburo, producido y entregado al Estado en el Centro de Fiscalización y Entrega. Esta tarifa para campos en producción toma en cuenta un estimado de la amortización de las Inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que toma en consideración el riesgo incurrido.

#### 4.3.1.2 Ingreso de la Contratista por Tarifa para campos en Producción

Según las condiciones del Contrato Modificador a Prestación de Servicios del campo marginal Tigüino, los Ingresos de la contratista operadora de este campo se obtendrán multiplicando al pago de la Tarifa para campos en Producción por barril producido (TAR), la misma que según el contrato es de USD \$ 29.60, por la producción del campo en el período de cálculo, medida en barriles (Qt), y por, el factor de ajuste por inflación de los costos operativos (FAt). Es decir el pago a la contratista (PCt), estará dado por la siguiente fórmula:

$$PCt = (TAR * Qt) * FAt$$

El factor de ajuste por inflación de costos operativos a su vez se obtiene, aplicando la siguiente expresión:

$$FAt = FAt - 1 * [(\Delta PPI * X) + (\Delta CPI * Y) + Z]$$

En donde:

$\Delta PPI$  = Variación del Indicador de costos PPIt / PPIt-1 (Código PCU

213112213112 “Support activities for oil and gas operations”

X = 0,175. Factor de costos operativos variables sobre la Tarifa para Campos (No se incluye depreciación ni amortización).

$\Delta CPI_i = \text{Variación del Indicador de costos } CPI_t / CPI_{t-1}$  (Consumer Price Index).

$Y = 0,325$ . Factor de costos operativos fijos sobre la Tarifa para campos en Producción (No se incluye depreciación ni amortización).

$Z = 1 - X - Y$ .

Los factores  $X$  y  $Y$  son estimaciones promedio de los costos con relación a la tarifa, durante la vigencia de este contrato, debiéndose mantener inalterables durante la duración del mismo. Como se mencionó en el capítulo tres de esta monografía, el período  $t$  para el pago a la contratista ( $PC_t$ ), tiene una periodicidad mensual; sin embargo, el factor  $FAt$  se ajustará anualmente el mes de enero de cada año fiscal, considerando los índices a diciembre del año anterior. Este factor de ajuste para el año 2011 será 1, mientras que para el año 2012, se calculará tomando en cuenta la variación entre el mes correspondiente a la Fecha de vigencia y el mes de diciembre del primer año de vigencia del contrato.

Según las nuevas condiciones de la modalidad de Prestación de Servicios el Contratista recibirá durante el 2011 US\$ 45,906,216, que corresponde a su tarifa de US\$ 29.6 fijada en el contrato por la producción total de este año que fue de 1,550,886 barriles de crudo fiscalizado.

**Tabla 16:** Ingresos de la Contratista bajo la Modalidad de Prestación de Servicios

PRODUCCIÓN CAMPO MARGINAL TIGÜINO 2011		INGRESOS CONTRATISTA POR OPERACIÓN DEL CAMPO TIGÜINO 2011	
Meses	Mensual (BPPM)	Tarifa para Campos en Producción Sg. Contrato (US\$/Barril)	Ingresos Mensuales por la Operación Campo Tigüino (US\$)
Enero	136,320	\$ 29.60	\$ 4,035,081.77
Febrero	117,092	\$ 29.60	\$ 3,465,922.31
Marzo	122,777	\$ 29.60	\$ 3,634,201.86
Abril	132,360	\$ 29.60	\$ 3,917,844.75
Mayo	131,378	\$ 29.60	\$ 3,888,779.03
Junio	127,355	\$ 29.60	\$ 3,769,716.88
Julio	132,926	\$ 29.60	\$ 3,934,623.51
Agosto	135,544	\$ 29.60	\$ 4,012,109.80
Septiembre	132,096	\$ 29.60	\$ 3,910,031.83
Octubre	135,333	\$ 29.60	\$ 4,005,864.98
Noviembre	130,214	\$ 29.60	\$ 3,854,325.52
Diciembre	117,490	\$ 29.60	\$ 3,477,713.47
<b>TOTAL BARRILES DURANTE 2011</b>	<b>1,550,886</b>	<b>TOTAL INGRESOS CONTRATISTA US\$ 2011</b>	<b>45,906,216</b>

**Fuente:** Reportes mensuales de Producción y Bombeo de crudo fiscalizado del Campo Marginal Tigüino, oficializados por la Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica, correspondiente al 2011.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

#### 4.3.2 Ingresos del Estado según el Contrato de Prestación de Servicios

##### 4.3.2.1 Cantidad de crudo correspondiente al Estado

Bajo la nueva modalidad contractual el contratista no tiene ninguna participación en la producción del campo que está operando, es así que el contrato de prestación de servicios le asegura al Estado Ecuatoriano

el control del 100% de la producción petrolera de los campos marginales.

Considerando lo mencionado anteriormente podemos estimar los ingresos del Estado multiplicando el 100% de la producción entregada por la contratista operadora del campo Tigüino por el precio de venta promedio mensual de PETROECUADOR durante el 2011.

**Tabla 17:** Ingresos del Estado bajo la Modalidad de Prestación de Servicios.

PRODUCCIÓN CAMPO MARGINAL TIGÜINO 2011		INGRESOS DEL ESTADO POR OPERACIÓN DEL CAMPO TIGÜINO 2011	
Meses	Mensual (BPPM)	Precio de Venta Promedio Mensual PETROECUADOR (US\$)	Ingresos Mensuales por la Operación Campo Tigüino (US\$)
Enero	136,320	\$ 83.84	\$ 11,429,260.05
Febrero	117,092	\$ 84.42	\$ 9,885,053.40
Marzo	122,777	\$ 100.70	\$ 12,363,262.41
Abril	132,360	\$ 110.96	\$ 14,686,623.44
Mayo	131,378	\$ 104.10	\$ 13,675,995.04
Junio	127,355	\$ 99.57	\$ 12,680,767.22
Julio	132,926	\$ 99.31	\$ 13,200,927.74
Agosto	135,544	\$ 90.22	\$ 12,228,802.24
Septiembre	132,096	\$ 96.04	\$ 12,686,468.15
Octubre	135,333	\$ 102.24	\$ 13,836,474.19
Noviembre	130,214	\$ 113.30	\$ 14,753,212.21
Diciembre	117,490	\$ 106.21	\$ 12,478,646.88
<b>TOTAL BARRILES DURANTE 2011</b>	<b>1,550,886</b>	<b>TOTAL INGRESOS CONTRATISTA US\$ 2011</b>	<b>153,905,493</b>

**Fuente:** Reportes mensuales de Producción y Bombeo de crudo fiscalizado del Campo Marginal Tigüino, oficializados por la Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica, correspondiente al 2011.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Como muestra la tabla anterior durante el 2011 el Estado Ecuatoriano recibió 1,550,886 barriles de petróleo crudo como resultado de las actividades de explotación del campo Tigüino, los cuales aplicando el precio promedio de venta de PETROECUADOR generan ingresos para el Estado por US\$ 153,905,493.

#### **4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS INGRESOS PERCIBIDOS BAJO LAS DOS MODALIDADES CONTRACTUALES**

##### **4.4.1 Ingresos de la Contratista bajo las dos Modalidades Contractuales**

El cambio de modalidad contractual para el manejo y operación de campos marginales incidió directamente en los ingresos percibidos por la Contratista, puesto que la retribución que esta recibía por la ejecución del contrato cambió completamente. Como se puede apreciar en la siguiente tabla bajo la modalidad de Participación y según los niveles de producción alcanzados durante el 2010, la Contratista recibió Ingresos por: el reembolso de los costos de operación incurridos para la producción de la curva base, los mismos que durante el 2010 fueron de US\$ 1,346,360, más su porcentaje de participación en la producción incremental alcanzada la cual valorada en términos monetarios, con el precio de petróleo ajustado por la calidad API, le representaban aproximadamente ingresos de US\$ 54,351,445.08. De esta manera los ingresos totales percibidos

durante el 2010 por la ejecución de su contrato de participación fueron de US\$ 55, 698,075.

**Tabla 18:** Cuadro comparativo de ingresos de la Contratista bajo las dos modalidades contractuales.

<i>PRODUCCIÓN 2010</i>				<i>PRODUCCIÓN 2011</i>	
Ingresos bajo la Modalidad de Participación				Ingresos bajo la Modalidad de Prestación de Servicios.	
Meses	Costos Curva Base	Ingresos por Participación	TOTAL INGRESOS	Ingresos Tarifa Campos en Producción	TOTAL INGRESOS
Enero	\$ 114,371.33	\$ 4,813,328.53	\$ 4,927,699.86	\$ 4,035,081.77	\$ 4,035,081.77
Febrero	\$ 103,303.14	\$ 3,805,130.09	\$ 3,908,433.23	\$ 2,609,832.00	\$ 2,609,832.00
Marzo	\$ 114,371.33	\$ 5,010,986.24	\$ 5,125,357.57	\$ 3,634,201.86	\$ 3,634,201.86
Abril	\$ 110,681.93	\$ 4,622,346.29	\$ 4,733,028.22	\$ 3,917,844.75	\$ 3,917,844.75
Mayo	\$ 114,371.33	\$ 4,625,125.44	\$ 4,739,496.78	\$ 3,888,779.03	\$ 3,888,779.03
Junio	\$ 110,681.93	\$ 4,011,328.71	\$ 4,122,010.65	\$ 3,769,716.88	\$ 3,769,716.88
Julio	\$ 114,371.33	\$ 4,459,012.77	\$ 4,573,384.10	\$ 3,934,623.51	\$ 3,934,623.51
Agosto	\$ 114,371.33	\$ 4,509,588.71	\$ 4,623,960.04	\$ 4,012,109.80	\$ 4,012,109.80
Septiembre	\$ 110,681.93	\$ 4,173,656.14	\$ 4,284,338.07	\$ 3,910,031.83	\$ 3,910,031.83
Octubre	\$ 114,371.33	\$ 4,449,437.29	\$ 4,563,808.63	\$ 4,005,864.98	\$ 4,005,864.98
Noviembre	\$ 110,681.93	\$ 4,719,004.98	\$ 4,829,686.91	\$ 3,854,325.52	\$ 3,854,325.52
Diciembre	\$ 114,371.33	\$ 5,152,499.89	\$ 5,266,871.22	\$ 3,477,713.47	\$ 3,477,713.47
<b>TOTAL INGRESOS CONTRATISTA US\$</b>	<b>1,346,630</b>	<b>54,351,445</b>	<b>55,698,075</b>	<b>45,050,125</b>	<b>45,050,125</b>

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Durante el 2011 los ingresos percibidos por la contratista cambiaron significativamente fruto del cambio de modalidad contractual, puesto que bajo el contrato de prestación de servicios la retribución pagada por el Estado por la ejecución del contrato solo corresponde al pago de la tarifa de campos en producción por barril producido. Considerando que la producción alcanzada por

la contratista durante el 2011 fue de 1, 521,964 barriles de petróleo a una tarifa de US\$ 29.60 por barril los ingresos fueron de US\$ 45, 050,125.

La contratista durante el 2011 sufrió una reducción de sus ingresos de aproximadamente US\$ 10,647,950 o un 19% con relación al 2010, si bien es cierto esta reducción se debe principalmente al cambio de modalidad contractual, es importante mencionar que durante el 2011 también se produjo una reducción en los niveles de producción alcanzados, por lo que para calcular el impacto neto únicamente por efectos de la renegociación se estimaron los ingresos del 2011 manteniendo el mismo nivel de producción 2010, con lo cual se obtuvo que los ingresos bajo la nueva modalidad contractual y manteniendo el mismo nivel de producción del año anterior serían US\$50,234,055 es decir US\$5,464,030 menos a los obtenidos bajo la modalidad anterior

**Tabla 19:** Variación Ingresos Contratista.

	Participación	Prestación de Servicios	VARIACIÓN DE Ingresos	%
<i>INGRESOS CONTRATISTA Niveles de Producción Reales</i>	\$ 55,698,075.27	\$ 45,050,125.41	\$ (10,647,949.85)	-19%
<i>INGRESOS CONTRATISTA Niveles de Producción 2010</i>	\$ 55,698,075.27	\$ 50,234,044.86	\$ (5,464,030.41)	-10%

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

#### 4.4.2 Ingresos del Estado bajo las dos Modalidades Contractuales



La principal característica del Contrato de Prestación de servicios es que el 100% de la producción obtenida del campo será entregado al Estado Ecuatoriano, la contratista ya no tiene una participación en esta producción. Es así que los ingresos obtenidos por el Estado se incrementan notablemente bajo esta nueva modalidad contractual, alcanzando durante el 2011 un nivel de producción recibido de 1, 521,964 barriles de crudo los cuales generan ingresos de aproximadamente US\$ 151, 463,863.37 aplicando los precios de venta mensuales 2011, es decir incrementaron 1.5 veces con relación a los ingresos del 2010 que fueron de 67, 325,831.02.

**Tabla 20:** Cuadro comparativo de ingresos del Estado bajo las dos modalidades contractuales.

<i>PRODUCCIÓN 2010</i>				<i>PRODUCCIÓN 2011</i>		
Ingresos bajo la Modalidad de Participación				Ingresos bajo la Modalidad de Prestación de Servicios.		
Meses	Producción Recibida (Barriles)	Precio de Venta Promedio (US\$)	TOTAL INGRESOS	Producción Recibida (Barriles)	Precio de Venta Promedio (US\$)	TOTAL INGRESOS
Enero	80,209.29	\$ 73.465307	\$ 5,892,600.28	136,320.33	\$ 83.841200	\$ 11,429,260.05
Febrero	66,992.02	\$ 70.144830	\$ 4,699,144.04	88,170.00	\$ 84.421275	\$ 7,443,423.82
Marzo	83,322.37	\$ 73.689082	\$ 6,139,949.18	122,777.09	\$ 100.696819	\$ 12,363,262.41
Abril	75,927.91	\$ 75.688800	\$ 5,746,892.48	132,359.62	\$ 110.960000	\$ 14,686,623.44
Mayo	86,086.55	\$ 65.870383	\$ 5,670,554.19	131,377.67	\$ 104.096800	\$ 13,675,995.04
Junio	74,142.27	\$ 67.523855	\$ 5,006,372.13	127,355.30	\$ 99.570000	\$ 12,680,767.22
Julio	79,201.50	\$ 69.892350	\$ 5,535,579.07	132,926.47	\$ 99.310000	\$ 13,200,927.74
Agosto	79,662.28	\$ 70.212446	\$ 5,593,283.64	135,544.25	\$ 90.220000	\$ 12,228,802.24
Septiembre	76,179.45	\$ 67.898370	\$ 5,172,460.36	132,095.67	\$ 96.040000	\$ 12,686,468.15
Octubre	73,676.78	\$ 75.662819	\$ 5,574,592.77	135,333.28	\$ 102.240000	\$ 13,836,474.19
Noviembre	74,408.44	\$ 78.894579	\$ 5,870,422.35	130,213.70	\$ 113.300000	\$ 14,753,212.21
Diciembre	77,745.54	\$ 82.628280	\$ 6,423,980.53	117,490.32	\$ 106.210000	\$ 12,478,646.88
<b>TOTAL INGRESOS ESTADO US\$</b>	<b>927,554</b>		<b>\$ 67,325,831.02</b>	<b>1,521,964</b>		<b>\$ 151,463,863.37</b>

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Como se puede observar en el cuadro anterior el incremento en los ingresos del Estado se debe principalmente a dos factores, el nivel de producción que recibe y los precios promedio de venta del petróleo, el incremento en la producción recibida por el Estado es consecuencia directa de la nueva modalidad contractual ya que ahora su participación es del 100% en la producción de los campos marginales, sin embargo para determinar el efecto neto de la renegociación, los ingresos del 2011 se calcularán aplicando los precios de venta y los niveles de producción 2010.

**Tabla 21:** Variación de Ingresos del Estado

	Participación	Prestación de Servicios	VARIACIÓN DE INGRESOS	%
<i>INGRESOS DEL ESTADO Precios de Venta y Niveles de Producción Reales</i>	\$ 67,325,831.02	\$ 151,463,863.37	\$ 84,138,032.35	125%
<i>INGRESOS DEL ESTADO Precios de Venta y Niveles de Producción 2010</i>	\$ 67,325,831.02	\$ 123,174,091.88	\$ 55,848,260.87	83%

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Como muestra el cuadro anterior el cambio de modalidad contractual le significó al Estado un incremento de sus ingresos de US \$ 55, 848,260.87 o un 83% con relación a los ingresos obtenidos durante el 2010 último año de operaciones bajo la Modalidad de Participación.

Se puede comprobar en los puntos anteriores, que la renegociación generó un incremento considerable en los Ingresos del Estado que durante el 2010 bajo la Modalidad de Participación y recibió ingresos correspondiente a la producción del campo Tigüino de aproximadamente US\$ 67, 325,831, y canceló a la contratista US\$ 1, 346,630 correspondientes al reembolso de los costos de operación de la curva base, obteniendo así un beneficio neto de US\$ 65, 979,200.83.

Mientras que durante el 2011 el Estado recibió ingresos por US\$ 151,463,863.36, y canceló a la contratista US\$ 45,050,125.41 correspondientes a la tarifa de campos en producción pactada como retribución de la prestación de servicios otorgada, es decir el beneficio neto generado por el Estado bajo esta nueva modalidad fue de US\$ 106,413,737.95.

La principal razón por la que se presenta este incremento de aproximadamente el 61% en el beneficio neto obtenido en la operación del campo marginal Tigüino, es que bajo la nueva modalidad contractual, el 100% de la producción la recibe el Estado a diferencia del contrato anterior en donde la producción era distribuida casi en volúmenes iguales entre las partes, esto hace que se pueda beneficiar directamente de las fluctuaciones favorables en los precios del petróleo o verse afectado por una posible caída en el precio del crudo.

## **5. CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **5.1 RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS PETROLEROS**

Como se indicó en el capítulo 3, el 27 de julio del 2010 se publicó en el Registro Oficial del Estado No. 244, la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, con la cual se inició el proceso de modificación de los contratos petroleros, ya que su disposición transitoria primera dispone: “Los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales deben modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos...”

Es así que todos los contratos petroleros existentes en el Ecuador debían migrar hacia el nuevo modelo de Prestación de Servicios, los contratos de participación de yacimientos de alta producción a más tardar hasta el 23 de noviembre del 2011 y los de Campos Marginales hasta el 23 de enero del 2011.

Acorde a lo establecido en la Ley Reformatoria en noviembre del 2011 se cerraron los convenios sobre los yacimientos de alta producción. Las compañías chinas Andes Petroleum y PetroOriental, la chilena ENAP, la española Repsol y la italiana Agip

aceptaron quedarse en el país, mientras que decidieron irse la brasileña Petrobras, la coreana Canadá Grande, la estadounidense EDC y la china CNPC.

El 23 de enero del 2011 luego de finalizar las negociaciones con las petroleras que operan campos marginales, cinco empresas aceptaron los nuevos contratos negociados por el gobierno, mientras que tres los han rechazado. Se quedaron la hispano-argentina Repsol, la brasileña Petrobell, las argentinas Petrosud-Petrovida y Tecpecuador, y la colombiana Consorcio Pegaso, las cuales tienen siete contratos con el Estado.

Las empresas que no firmaron son: el ecuatoriano-colombiano Consorcio Gran Colombia, el ecuatoriano-venezolano Consorcio Petrolero Amazónico y la estadounidense Bellwether, la razón principal por la que no se llegó a un acuerdo con estas compañías fueron las tarifas muy altas por los servicios ofertados.

Es así que se suscribieron 14 contratos como resultado de los procesos de renegociación.

**Tabla 22:** Contratos Suscritos después de la renegociación*YACIMIENTOS DE ALTA PRODUCCIÓN*

COMPAÑÍA	CAMPO
ANDES	TARAPOA
PETROORIENTAL	BLOQUE 14
PETROORIENTAL	BLOQUE 17
AGIP	BLOQUE 10
REPSOL	BLOQUE 16
ENAP SIPEC	MDC
ENAP SIPEC	PBH

*CAMPOS MARGINALES*

COMPAÑÍA	CAMPO
PETROBELL	TIGÜINO
PETROBELL	ANCON
CONSORCIO PEGASO	PUMA
PETROSUD	PALANDA
PETROSUD	PINDO
TECPECUADOR	BERMEJO
REPSOL	TIVACUNO

**Fuente:** Informe de Rendición de Cuentas 2010 – 2011 emitido por la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

## 5.2 PRINCIPALES CAMBIOS QUE GENERA LA RENEGOCIACIÓN Y LAS REFORMAS A LA LEY DE HIDROCARBUROS

### 5.2.1 Cambios en los Organismos de Regulación y Control

Con la ley reformativa se crea la Secretaría de Hidrocarburos como una entidad adscrita al Ministerio de Recursos Naturales, la cual sustituye a PETROECUADOR en sus funciones y a partir de la reforma, será la responsable de ejecutar actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros.

También se crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, como el organismo técnico – administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria

hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras y demás personas jurídicas que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador. Esta nueva entidad cumplirá las funciones que venían siendo desempeñadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

### 5.2.2 Cambios Económicos

La característica principal del nuevo contrato de prestación de servicios, es la fijación de una tarifa para campos de operación la cual busca apuntalar las actividades en los campos que ya se produce, y la fijación de una tarifa para campos no explotados, que tiene la finalidad de promover inversiones nuevas que financien planes de exploración y prospección en campos aun no explotados.

**Tabla 23:** Tipos de tarifa en el modelo contractual de prestación de servicios.

	<i>La Tarifa</i>	<i>Otros alcances</i>
<b>Campos en Producción</b>	La tarifa equivale a un valor fijo por barril, esta tasa reconoce los costos de operación más una tasa cercana al 5%	Si la compañía realiza inversiones para potenciar los campos que ya vienen operando se reconoce una tasa adicional en un rango entre el 15% y 18%
<b>Campos no Explotados</b>	Se procura una tasa de retorno del 25%, considerando que un plan de exploración conlleva a un mayor riesgo	Esta tasa también podrá ser aplicada en campos donde se implementen sistemas de recuperación mejorada.

**Fuente:** “Las petroleras tendrán el modelo de contrato de participación la próxima semana” Entrevista a Wilson Pastor. Diario El Comercio 24 de junio de 2010.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

El Estado también introdujo el criterio de margen de soberanía, con el cual se pretende garantizar una participación del 25% sobre el ingreso bruto generado a través de la explotación de cualquiera de los campos entregados para el efecto, ya que el Estado cancelará a la contratista, su tarifa por servicios, únicamente después de haberse tomado este margen de soberanía, y deducido los costos de transporte y comercialización del petróleo obtenido.

### **5.2.3 Cambios Tributarios**

El artículo 27 de La Ley reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen tributario, dio lugar a una reducción en el porcentaje de pago del impuesto a la renta del 44.4% al 25% para las empresas de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, además modificó la deducción de los gastos para estas empresas, las mismas que no podrán reportar como gastos los costos financieros ni los costos de transporte por el oleoducto.

Además el artículo 26 de la Reformativa, establece un límite máximo del 5% de la base imponible del Impuesto a la renta para la deducción por concepto de gastos en servicios técnicos y administrativos.

Finalmente, el artículo 16 dio lugar a uno de los principales cambios tributarios generados por la reforma que es el nuevo esquema de reparto de utilidades. Del 15% de utilidades generadas por las compañías, el 3% de estas ganancias se entregarán a los



trabajadores vinculados a las actividades hidrocarburíferas y el 12% restante será cancelado al Estado, quien lo destinará única y exclusivamente, a proyectos de inversión social en salud y educación, a través de los Gobiernos Autónomos Descentralizado que se encuentran dentro de las áreas delimitadas por cada contrato, donde se llevan a cabo las actividades hidrocarburíferas.

#### **5.2.4 Cambios Ambientales**

La ley reformativa no refleja cambios reales o significativos que ayuden al cuidado del medio ambiente, o a mitigar en cierta de alguna manera los problemas de contaminación propios de la actividad petrolera.

El único cambio referente al tema ambiental es la inclusión dentro del artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos “Caducidad de los contratos de Exploración y Explotación”, el inciso que señala que el Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, si el contratista provocare, por acción u omisión, daños al medio ambiente, calificados por el Ministerio Sectorial; siempre que no los remediare conforme lo dispuesto por la autoridad competente.

Lastimosamente los cambios realizados en la Ley de Hidrocarburos lo que buscan es impulsar la actividad hidrocarburífera, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, más no se orienta a desalentar la expansión de la industria petrolera por sus impactos negativos en el medio ambiente.

### **5.3 IMPACTO EN LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN NACIONAL POR EFECTOS DE LA RENEGOCIACIÓN**

#### **5.3.1 Producción Nacional Petrolera en el Ecuador durante el 2010 bajo la modalidad de Participación**

Según las Estadísticas Hidrocarburíferas del 2010 emitidas por la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, la producción fiscalizada de petróleo crudo fue de 174'964.403 barriles de petróleo, dando lugar a una producción promedio por día de 479,354 barriles de petróleo.

La producción de PETROPRODUCCIÓN, PETROAMAZONAS y RIO NAPO, representan el 62.52% de la producción nacional, las dos primeras corresponden a las empresas públicas dedicadas a la gestión de actividades asumidas por el Estado en el sector hidrocarburífero, mientras que RIO NAPO es una empresa de economía mixta con participación accionaria de PETROAMAZONAS EP con el 70% y PDVSA Ecuador S.A. con el 30% restante.

El 37.48% restante corresponde a la producción de las compañías privadas, 31.75% de aquellos yacimientos de alta producción y 5.73% de las operaciones de los campos marginales.

**Tabla 24:** Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2010 por tipo de Compañía Operadora.

TIPO DE COMPAÑÍA OPERADORA	PRODUCCIÓN EN CAMPOS (En barriles de crudo)	%
Compañías Públicas	109,387,543.14	62.52%
Compañías Privadas Yacimientos de alta producción	55,555,982.08	31.75%
Compañías Privadas Campos Marginales	10,020,878.06	5.73%

<b>TOTAL PRODUCCIÓN 2010</b>	<b>174,964,403.28</b>
------------------------------	-----------------------

**Fuente:** Estadísticas Hidrocarburíferas 2010, presentadas por la Secretaría de Hidrocarburos.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

**Tabla 25:** Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2010 por Compañía Operadora.

COMPAÑÍA OPERADORA	PRODUCCIÓN EN CAMPOS (En barriles de crudo)	%
EP PETROECUADOR	50,010,650.61	29%
PETROAMAZONAS EP	40,875,959.90	23%
RIO NAPO	18,500,932.63	11%
REPSOL YPF	13,368,427.33	8%
ANDES PETROLEUM	14,015,484.00	8%
ECUADOR TLC	6,878,513.63	4%
AGIP OIL ECUADOR	6,530,499.61	4%
PETROORIENTAL	5,098,967.57	3%
SIPEC	4,968,742.28	3%
PERENCO	4,674,933.53	3%
PETROLEOS SUDAMERICANOS	3,277,929.18	2%
REPSOL YPF : TIVACUNO	1,747,875.90	1%
PETROBELL:TIGUINO	1,697,095.79	1%
TECPECUADOR: BERMEJO	1,625,136.09	1%
CONSORCIO PETROLERO AMAZÓNICO	805,288.54	0%
ESPOL	509,899.17	0%

CONSORCIO PEGASO	357,653.39	0%
CANADA GRANDE	20,414.13	0%
<b><i>TOTAL PRODUCCIÓN 2010</i></b>		<b><i>174,964,403.28</i></b>

**Fuente:** Estadísticas Hidrocarburíferas 2010, presentadas por la Secretaría de Hidrocarburos.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos.

### **5.3.2 Producción Nacional Petrolera en el Ecuador durante el 2011 bajo la modalidad de Prestación de Servicios.**

En el 2011 el crudo fiscalizado fue de 174, 868,650 barriles de petróleo, presentando una disminución del 0.5% respecto al 2010, con una producción promedio de 479,092.19 barriles de crudo diarios.

Al igual que el año anterior la producción alcanzada por la compañía pública representa más del 50% de la producción nacional, sin embargo durante el 2011 se evidencia un incremento en la producción de la empresa pública ya que PETROPRODUCCIÓN, PETROAMAZONAS y RIO NAPO, representan el 71% de la producción nacional mientras que las compañías privadas aportan con el 29% restante.

**Tabla 26:** Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2011 por tipo de Compañía Operadora.

TIPO DE COMPAÑÍA OPERADORA	PRODUCCIÓN EN CAMPOS (En barriles de crudo)	%
Compañías Públicas	124,778,705.28	71.36%
Compañías Privadas Yacimientos de alta producción	42,520,453.81	24.32%
Compañías Privadas Campos Marginales	7,569,490.89	4.33%
<b>TOTAL PRODUCCIÓN 2010</b>		<b>174,868,649.98</b>

**Fuente:** Estadísticas Hidrocarburíferas 2011, presentadas por la Secretaría de Hidrocarburos.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

**Tabla 27:** Resumen de la Actividad Hidrocarburífera 2011 por Compañía Operadora

COMPAÑÍA OPERADORA	PRODUCCIÓN EN CAMPOS (En barriles de crudo)	%
PETROAMAZONAS	56,537,593	32%
PETROPRODUCCION	50,166,436	29%
RIO NAPO: SACHA	18,074,676	10%
REPSOL YPF	14,438,776	8%
ANDES PETROLEUM	12,857,034	7%
AGIP OIL ECUADOR B.V.	5,888,460	3%
PETROORIENTAL	4,778,965	3%
SIPEC	4,557,219	3%
PETROSUD	1,838,070	1%
PETROBELL	1,521,963	1%
TECPETROL	1,429,451	1%
REPSOL YPF	1,266,447	1%
PETROSUD	732,671	0%
PACIFPETROL	412,758	0%
CONSORCIO PEGASO	368,130	0%
<b>TOTAL PRODUCCIÓN 2010</b>		<b>174,868,649.98</b>

**Fuente:** Estadísticas Hidrocarburíferas 2011, presentadas por la Secretaría de Hidrocarburos.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos.

Durante el 2011 se observa una disminución en el nivel de producción de la empresas privadas, la misma que paso de 65'576,860.14 barriles de petróleo producidos durante el 2010 por las 14 compañías privadas, 6 operadoras de campos marginales, 7 de yacimientos de alta producción y Repsol YPF que opera campos de los dos tipos, a 50'089,944.70 barriles producidos por las 10 compañías privadas que renegociaron sus contratos con el Estado, 5 compañías de yacimientos de alta producción y 5 operadoras de campos marginales durante el 2011.

#### **5.4 IMPACTO EN LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN DE CAMPOS MARGINALES POR EFECTOS DE LA RENEGOCIACIÓN**

##### **5.4.1 Producción Petrolera de campos marginales en el Ecuador durante el 2010 bajo la modalidad de Participación**

Como se mencionó en el punto anterior la producción fiscalizada en campos marginales alcanzada durante el 2010 fue de 10'020,878.06 barriles de crudo, los cuales corresponden a las operaciones realizadas por 7 entidades en 10 campos marginales.

**Tabla 28:** Resumen de la Actividad Hidrocarburífera de Campos Marginales 2010 por  
Compañía Operadora.

COMPAÑÍA OPERADORA	CAMPO MARGINAL	PRODUCCIÓN EN CAMPOS (En barriles de crudo)	%
PETROLEOS SUDAMERICANOS	PINDO	2,372,375.76	24%
REPSOL YPF	TIVACUNO	1,747,875.90	17%
PETROBELL	TIGUINO	1,697,095.79	17%
TECPECUADOR	BERMEJO	1,625,136.09	16%
PETROLEOS SUDAMERICANOS	PALANDA / PRIMAVERA / YUCA SUR	905,553.42	9%
CONSORCIO PETROLERO AMAZÓNICO	PUCUNA	805,288.54	8%
ESPOL	ANCÓN	509,899.17	5%
CONSORCIO PEGASO	PUMA	357,653.39	4%
<b>TOTAL PRODUCCIÓN FISCALIZADA 2010</b>		<b>10,020,878.06</b>	

**Elaborado por:** Andrés Cevallos.

Es importante mencionar que el campo Ancón administrado por la ESPOL y operado por Pacifpetrol y el campo Tivacuno operado por Repsol YPF, durante el 2010 tenían el marco legal de “Contrato de Servicios Específicos”, es decir toda la producción generada por estos campos era de propiedad del Estado Ecuatoriano, las compañías no tenían ninguna participación en la producción generada.

Según el artículo 17 de la Ley de Hidrocarburos, estos contratos son aquéllos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para el Estado Ecuatoriano obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarias para el cumplimiento de las

obligaciones contraídas a cambio de un precio o remuneración en dinero, cuya cuantía y forma de pago será convenida entre las partes conforme a la Ley.

Sin embargo considerando las condiciones contractuales poco favorables para los intereses del Estado, y lo dispuesto en la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio del 2010 estos contratos junto con los contratos de participación de las 5 operadoras restantes, también adoptarían el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos.

#### **5.4.1.1 Participación del Estado en la Producción de Campos Marginales 2010**

Como se mencionó en el cuarto capítulo de esta monografía, la principal característica del contrato de participación, como su nombre lo indica parte de la retribución que la contratista recibe por la ejecución del contrato son los ingresos por participación en el incremento de la producción sobre la curva base, mientras que por su parte el Estado recibe la producción correspondiente a la curva base pactada en el Contrato más su participación en la producción incremental alcanzada por la contratista.

Según las estadísticas presentadas por la Secretaría de Hidrocarburos durante el 2010 de los 10, 020,878.06 barriles de crudo producido en



campos marginales, aproximadamente el 27%, es decir 2, 692,016.13 barriles de crudo corresponden a la participación de la contratista mientras que los 7, 328,861.93 que equivale al 73% restante lo recibe el Estado Ecuatoriano.

**Tabla 29:** Producción de Campos Marginales recibido por el Estado Ecuatoriano el 2010

COMPAÑÍA OPERADORA	Participación Contratista	Participación Estado	PRODUCCIÓN EN CAMPOS (En barriles de crudo)
PETROLEOS SUDAMERICANOS	1,403,921.39	1,874,007.79	3,277,929.18
REPSOL YPF	-	1,747,875.90	1,747,875.90
PETROBELL	787,414.09	909,681.70	1,697,095.79
TECPECUADOR	452,673.42	1,172,462.67	1,625,136.09
CONSORCIO PETROLERO AMAZÓNICO	14,844.73	790,443.81	805,288.54
ESPOL	-	509,899.17	509,899.17
CONSORCIO PEGASO	33,162.50	324,490.89	357,653.39
<b>TOTAL PRODUCCIÓN DE CAMPOS MARGINALES 2010</b>	<b>2,692,016.13</b>	<b>7,328,861.93</b>	<b>10,020,878.06</b>

**Fuente:** Estadísticas Hidrocarburíferas 2010, presentadas por la Secretaría de Hidrocarburos.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos.

Es importante señalar que en el 2010 Repsol YPF y la ESPOL mantenían Contratos de Servicios Específicos con el Estado Ecuatoriano es por eso que no tienen participación en la producción alcanzada durante este año, es decir el 100% de los barriles de crudo producido por los campos marginales operados por estas compañías eran entregados al Estado.

## 5.4.2 Producción Petrolera de campos marginales en el Ecuador durante el 2011 bajo la modalidad de Prestación de Servicios

La producción alcanzada por los campos marginales durante el 2011 fue de 7'569,480.89, los cuales corresponden a las 5 compañías privadas que aceptaron la renegociación realizada con el Estado, Petróleos Sudamericanos (Pindo y Palanda), Petrobell (Tigüino y Ancón), Tecpetrol (Bermejo), Repsol YPF (Tivacuno) y Consorcio Pegaso (Puma).

**Tabla 30:** Resumen de la Actividad Hidrocarburífera de Campos Marginales 2011 por Compañía Operadora.

COMPAÑÍA OPERADORA	CAMPO MARGINAL	PRODUCCIÓN EN CAMPOS (En barriles de crudo)	%
PETROSUD	PINDO	1,838,070.29	24%
PETROBELL	TIGUINO	1,521,963.37	20%
TECPETROL	BERMEJO	1,429,451.24	19%
REPSOL YPF	TIVACUNO	1,266,447.00	17%
PETROSUD	PALANDA	732,671.05	10%
PETROBELL	ANCON	412,757.81	5%
CONSORCIO PEGASO	PUMA	368,130.13	5%
<b>TOTAL PRODUCCIÓN FISCALIZADA 2011</b>		<b>7,569,490.89</b>	

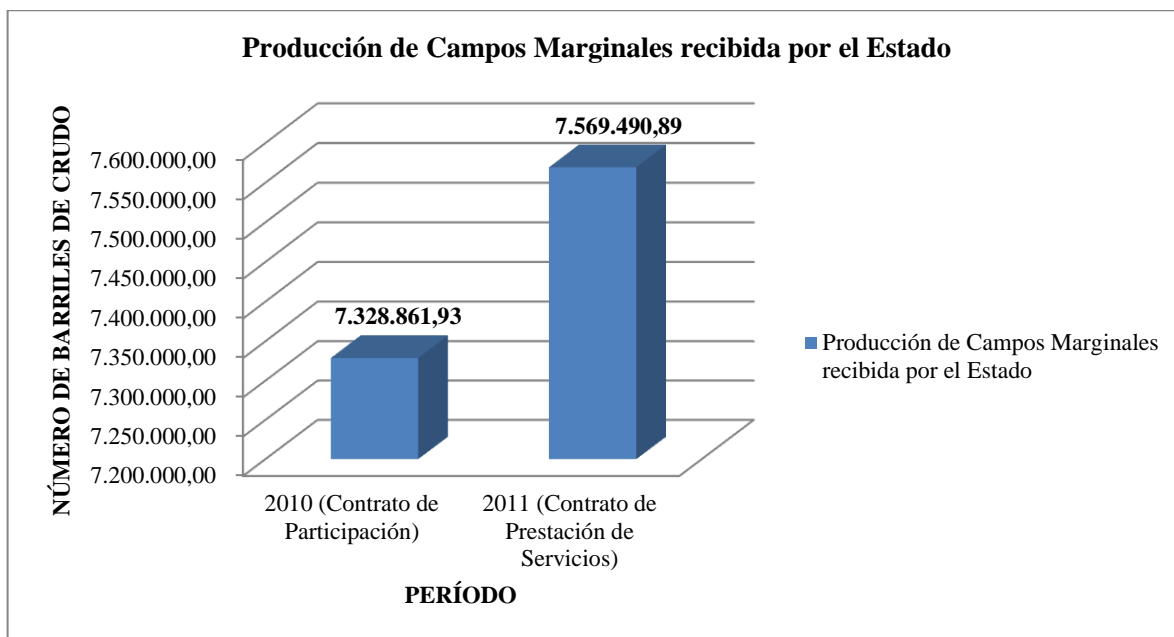
**Elaborado por:** Andrés Cevallos

### 5.4.2.1 Participación del Estado en la Producción de Campos Marginales 2011

Considerando que bajo el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, la contratista no tiene participación en la producción, es por eso que la totalidad de barriles producidos por los campos marginales durante el 2011 es decir 7'569,490.89 le corresponde al Estado Ecuatoriano.

## **5.5 IMPACTO EN LOS INGRESOS DEL ESTADO POR LA RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CAMPOS MARGINALES**

Como se puede observar en la figura 12, el efecto principal del cambio de modalidad contractual a prestación de servicios es el incremento en la producción de campos marginales recibida por el Estado, puesto que en el 2011 las compañías operadoras de los campos ya no tienen participación en esta producción. Es así que la producción de campos marginales recibida por el Estado paso de 7'328,861.93 barriles en el 2010 a 7'569,490.89 en el 2011, originándose un incremento del 3%.

**Figura 12:** Producción Anual de Campos Marginales recibida por el Estado

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

El incremento en la producción recibida por el Estado genera a su vez un incremento directo en los ingresos percibidos por la comercialización de este crudo, para estimar estos Ingresos promedio percibidos durante el 2010 y 2011, se utilizaron las Estadísticas Hidrocarburíferas emitidas por la Secretaría de Hidrocarburos en las cuales se detallan los precios promedio mensuales de exportación de crudo. De esta manera se estimó que los ingresos promedio para el Estado correspondientes a la producción de campos marginales se incrementaron un 42%, ya que pasaron de US\$ 531'556, 196.13 a US\$ 752'431,141.25, es decir que la renegociación de los contratos de campos marginales le representaron al Estado un incremento aproximado de US\$ 220'431,141.25.

**Tabla 31:** Ingresos Mensuales Promedio para el Estado Ecuatoriano proveniente de la comercialización de crudo de Campos Marginales 2010

MES	Participación Estado en Producción de Campos Marginales 2010	Precio Promedio de Crudo de Exportación 2010	Ingresos Promedio por Producción Marginal 2010
Enero	631,487.13	\$ 73.465307	\$ 46,392,395.87
Febrero	545,931.15	\$ 70.144830	\$ 38,294,247.71
Marzo	622,648.71	\$ 73.689082	\$ 45,882,411.85
Abril	651,530.58	\$ 75.688800	\$ 49,313,567.76
Mayo	655,239.57	\$ 65.870383	\$ 43,160,881.43
Junio	642,806.15	\$ 67.523855	\$ 43,404,749.27
Julio	633,173.51	\$ 69.892350	\$ 44,253,984.57
Agosto	604,627.92	\$ 70.212446	\$ 42,452,405.18
Septiembre	600,799.12	\$ 67.898370	\$ 40,793,280.95
Octubre	587,773.49	\$ 75.662819	\$ 44,472,599.19
Noviembre	568,308.51	\$ 78.894579	\$ 44,836,460.64
Diciembre	584,536.09	\$ 82.628280	\$ 48,299,211.71

---

**TOTAL INGRESOS PROMEDIO POR PRODUCCIÓN MARGINAL 2010**      \$      **531,556,196.13**

---

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

**Tabla 32:** Ingresos Mensuales Promedio para el Estado Ecuatoriano proveniente de la comercialización de crudo de Campos Marginales 2011

MES	Participación Estado en Producción de Campos Marginales 2011	Precio Promedio de Crudo de Exportación 2011	Ingresos Promedio por Producción Marginal 2011
Enero	642,487.23	\$ 83.84	\$ 53,866,900.21
Febrero	561,612.88	\$ 84.42	\$ 47,412,075.59
Marzo	672,137.10	\$ 100.70	\$ 67,682,067.79
Abril	671,039.49	\$ 110.96	\$ 74,458,541.94
Mayo	655,382.93	\$ 104.10	\$ 68,223,265.27
Junio	634,156.11	\$ 99.57	\$ 63,142,924.36
Julio	632,218.01	\$ 99.31	\$ 62,785,570.78
Agosto	626,223.19	\$ 90.22	\$ 56,497,856.38
Septiembre	608,601.96	\$ 96.04	\$ 58,450,132.27
Octubre	633,080.77	\$ 102.24	\$ 64,726,178.33

Noviembre	603,154.34	\$ 113.30	\$ 68,337,387.12
Diciembre	629,396.87	\$ 106.21	\$ 66,848,241.21

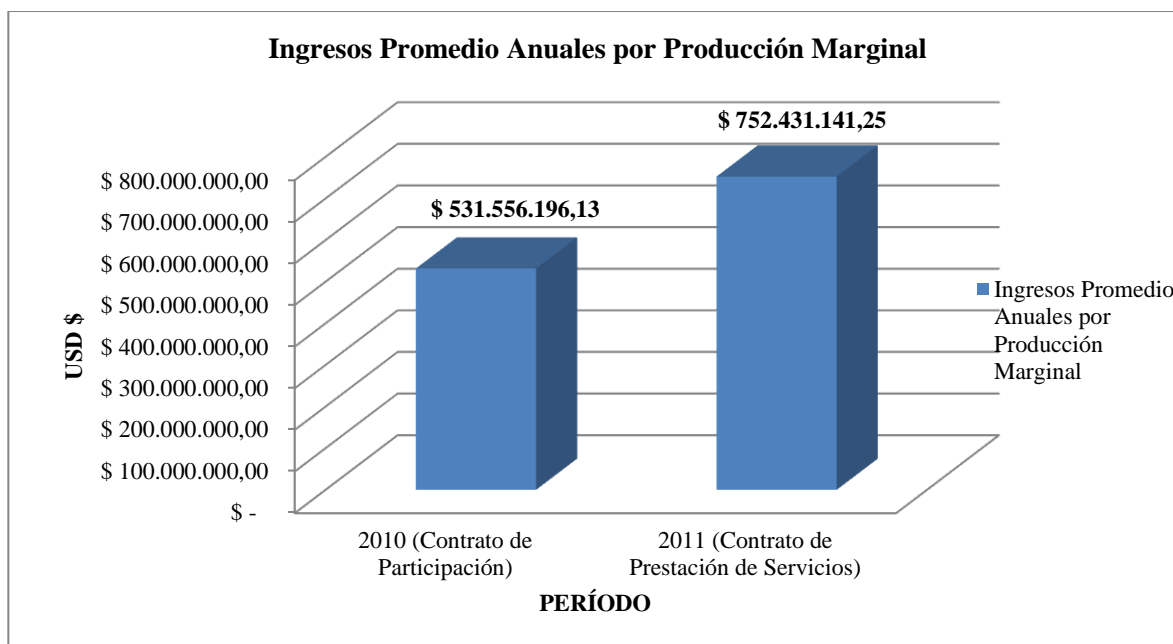
---

**TOTAL INGRESOS PROMEDIO POR PRODUCCIÓN MARGINAL 2011**      \$      **752,431,141.25**

---

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

**Figura 13:** Ingresos Anuales Promedio para el Estado Ecuatoriano proveniente de la comercialización de crudo de Campos Marginales.



**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Como se puede apreciar en las tablas anteriores, la proporción del incremento de los ingresos con relación al 2010 es superior a la del incremento en la producción recibida, esto ocurre debido a que el Estado además de recibir mayores volúmenes de crudo, se beneficia de las fluctuaciones en los precios internacionales del barril de petróleo.

### 5.5.1 Principales cambios entre los Contratos de Prestación de Servicios y Contratos de Participación

Después de realizar un análisis de cada una de las dos modalidades contractuales, se puede identificar que las principales diferencias es la manera en la que cada uno asume el riesgo de la operación, la retribución realizada por el Estado a cambio del servicio prestado y la modalidad en la que se prevén ajustes frente a eventuales variaciones en los precios internacionales.

**Tabla 33:** Principales diferencias entre Contratos de Prestación de Servicios y Contratos de Participación.

	<i>Contrato de Prestación de Servicios</i>	<i>Contratos de Participación</i>
<b><i>RIESGO DE LA OPERACIÓN</i></b>	El riesgo inherente de la fase de operación y comercialización de crudo es asumido por el Estado Ecuatoriano.	El riesgo global de la operación es asumido por la Compañía Contratante
<b><i>RETRIBUCIÓN DEL SERVICIO</i></b>	El Estado es propietario de toda la producción y reconoce una tarifa que incluye costos de operación, inversiones y márgenes de ganancia	La compañía recibe el reembolso de los costos de operación de las curvas bases establecidas y adicionalmente recibe parte del crudo producido, según las condiciones contractuales.
<b><i>FLUCTUACIONES EN LOS PRECIOS</i></b>	No se prevén mecanismos de reconocimiento a la compañía frente a variaciones positivas de precios	La compañía se beneficia directamente de las fluctuaciones en el precio del petróleo al comercializar el crudo que recibe como participación de la producción.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

## **5.6 ASEGURAMIENTO DE UN NIVEL MÍNIMO DE INVERSIONES BAJO EL MODELO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS**

Según los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos que funcionaban bajo la modalidad de participación, la contratista estaba obligada a desarrollar dentro de las respectivas áreas de contrato y dentro de los primeros tres años de vigencia del mismo, el Plan de Inversiones de Explotación y el Plan Mínimo de Inversiones para Exploración Adicional.

Es importante señalar que para garantizar el cumplimiento de los planes de inversión, de exploración y explotación adicional, la Contratista debía entregar a PETROECUADOR la garantía bancaria con el carácter de irrevocable, incondicional, de cobro y pago inmediato por el 20% del total del valor ofertado, para ejecutar las actividades y los trabajos que se obliga a realizar durante los primeros 3 años en el Área del Contrato.

Por otra parte, según el modelo reformado de contrato de prestación de servicios, el Estado no cede la propiedad del crudo producido y más bien se limita a contratar a un operador para que explore y/o explote sus campos por un plazo determinado, reconociéndole una tarifa por este servicio prestado.

Como se establece en la cláusula décima quinta del contrato modificadorio a contrato de prestación de servicios del campo marginal Tigüino, la tarifa para campos en



producción toma en cuenta un estimado de la amortización de las Inversiones, los costos, gastos, y una utilidad razonable que toma en consideración el riesgo incurrido.

Las contratistas garantizan la realización de las actividades comprometidas e Inversiones estimadas en los respectivos Planes de Actividades, Planes de Actividades Adicionales y Planes de Desarrollo, negociados en el contrato. Como se mencionó en el párrafo anterior las tarifas para campos en Producción y la tarifa para Campos Nuevos se ha fijado tomando en consideración estas las actividades e inversiones, y por consiguiente la falta de realización de las actividades comprometidas dará lugar a una reliquidación del pago a la contratista de los valores equivalentes las Inversiones estimadas correspondientes a las actividades no ejecutadas.

Según el contrato, los planes de actividades son de ejecución obligatoria, los montos de inversión correspondientes serán estimados, sin embargo la falta de ejecución total o parcial de las actividades e inversiones comprometidas en el contrato por dos años consecutivos o tres años acumulados durante el período de vigencia del contrato constituirá un incumplimiento contractual por lo que la Secretaría de Hidrocarburos puede iniciar el proceso de terminación de los contratos.

**Tabla 34:** Montos de Inversiones Estimadas de Campos Marginales acordadas en la renegociación.

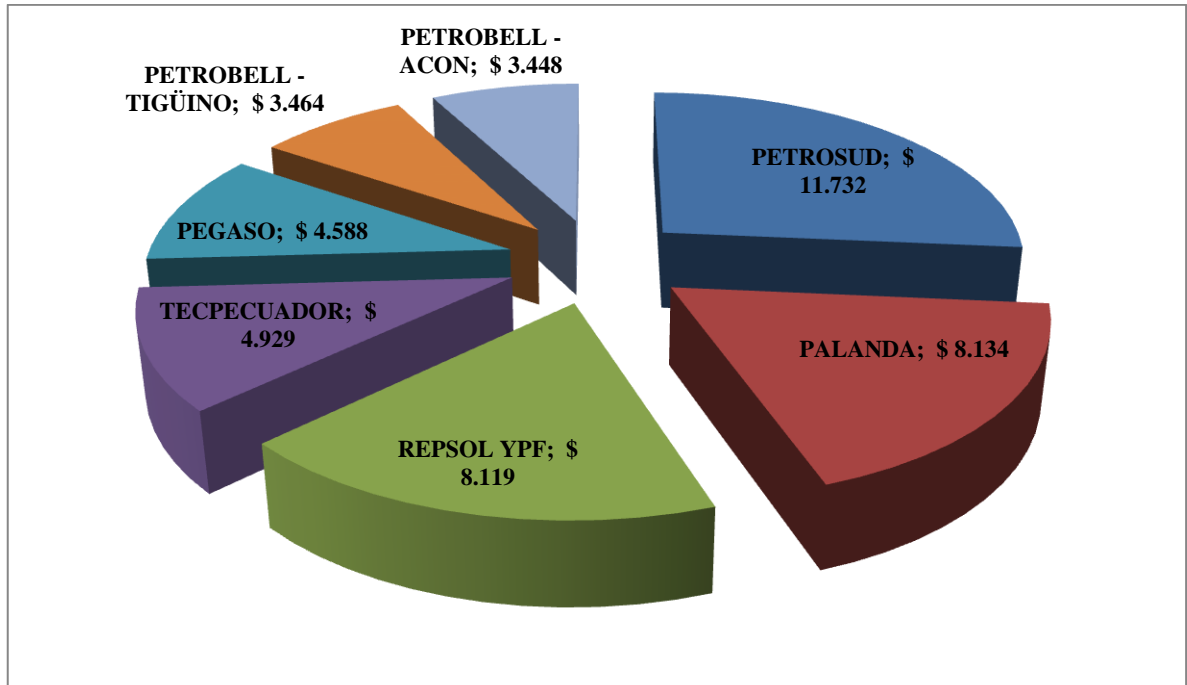
COMPAÑÍA	BLOQUE	INVERSIONES NUEVAS MM USD	INVERSIONES EXPLORATORIAS MM USD	TOTAL INVERSIONES MM USD
PETROLEOS SUDAMERICANOS	PINDO	46	0	46
REPSOL YPF	TIVACUNO	23	0	23
PETROBELL	TIGUINO	15	0	15
TECPECUADOR	BERMEJO	16	0	16
PETROLEOS SUDAMERICANOS	PALANDA	29	17	46
PETROBELL	ANCÓN	14	0	14
CONSORCIO PEGASO	PUMA	11	10	21
<b>TOTAL</b>		<b>154</b>	<b>27</b>	<b>181</b>

**Fuente:** Informe de Rendición de Cuentas 2010 – 2011 emitido por la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Según el Informe de Rendición de Cuentas 2010 – 2011 emitido por la Secretaría de Hidrocarburos las compañías operadoras de campos marginales en los respectivos procesos de negociación estimaron realizar inversiones nuevas correspondientes a las actividades de operación de campos por 154 millones de dólares y únicamente, Petróleos Sudamericanos y Consorcio Pegaso han presentado ofertas para realizar inversiones exploratorias por 17 y 10 millones de dólares respectivamente. Es así que durante la vigencia de los contratos de operación de campos marginales los cuales en promedio tienen una duración de 5 años generarán inversiones por 181 millones.

**Figura 14:** Inversiones ejecutadas por las Compañías Privadas Operadoras de Campos Marginales durante el 2011 (En miles de USD\$)



**Fuente:** Informe de Rendición de Cuentas 2010 – 2011 emitido por la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador.

**Elaborado por:** Andrés Cevallos

Como muestra la figura anterior, durante el 2011 el monto de las inversiones ejecutadas por parte de las compañías operadoras de campos marginales que mantienen un contrato de prestación de servicios con la Secretaría de Hidrocarburos ascendió a US\$ 44.4 millones.

## **6. CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **6.1 CONCLUSIONES**

- La actividad petrolera constituye uno de los principales ejes para el desarrollo de la economía ecuatoriana, ya que en los últimos 7 años hasta el 2011; el sector petrolero ha tenido una participación promedio en el PIB real del 14.71%, además los ingresos del Estado han tenido una gran dependencia de los ingresos petroleros ya que en promedio han representado el 21 % del total de los ingresos percibidos por el Gobierno en estos años, y finalmente durante el 2012 los Ingresos Petroleros representaban el 17% del presupuesto general del Estado.
- Entre el 2005 y el 2011 el PIB petrolero ha mostrado un decrecimiento promedio del 0.85%, esta reducción está relacionada directamente a los niveles de producción alcanzados en este período de tiempo, en donde se destaca una reducción del PIB petrolero de hasta el 7.96% durante el 2007. A pesar de estos resultados presentados el PIB real del Ecuador presentó un crecimiento promedio anual de 4,29%, lo que muestra que a pesar de que el petróleo representa una parte importante del PIB, en los últimos años las actividades económicas que han presentado un mejor desempeño han sido: Electricidad y Agua; Acuicultura y Pesca de Camarón; Construcción y Obras

Pública; y, Alojamiento y Servicios de Comida, aportando al crecimiento económico del país.

- La Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada el 27 de Julio del 2010, redefine a los contratos de prestación de servicios, estableciendo que el prestador de servicio tendrá el derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido, además esta reforma dispone que todos los contratos de exploración y explotación que se encuentren suscritos a esa fecha deberán adoptar el modelo reformado de prestación de servicios en un plazo máximo de 180 días.
- Con la reforma a la Ley de Hidrocarburos se crearon la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las principales entidades de control de la actividad petrolera en el país, la primera encargada de la administración de los contratos petroleros y la segunda encargada fundamentalmente de la fiscalización de las actividades técnicas y operativas de la industria hidrocarburífera. Estas dos entidades se encuentran adscritas al Ministerio de Recursos no renovables.
- La principal diferencia entre los contratos de participación y los contratos de prestación de servicios es la retribución que recibe la contratista por la ejecución del contrato, ya que en los contratos de participación la contratista recibe el reembolso de los costos de operación de la curva base más un porcentaje de participación en petróleo crudo de la producción incremental sobre la curva base, mientras que en los contratos de

prestación de servicios únicamente recibe una tarifa por barril neto entregado al Estado.

- El cambio de modalidad contractual influenció en los ingresos de las compañías operadoras de campos marginales, en el caso específico de la operadora del campo marginal Tigüino la nueva modalidad contractual redujo sus ingresos aproximadamente en un 10%, lo cual se debe principalmente a que la contratista ya no tiene participación en la producción y no se beneficia de las fluctuaciones positivas del precio del petróleo, sin embargo la reducción real de los ingresos durante el 2011 fue del 19% ya que también se presentó una reducción en los niveles de producción alcanzados por la compañía.
- La renegociación de los contratos marginales benefició al Estado incrementando sus niveles de ingresos, ya que como se puede evidenciar en el campo Tigüino, bajo la nueva modalidad de prestación de servicios el Estado recibe el 100% de la producción generándose un aumento del 83% en los ingresos por la comercialización de este crudo manteniendo los precios 2010, sin embargo el beneficio real al 2011 fue de un incremento del 125% de los ingresos ya que además de recibir mayor cantidad de crudo el Estado se benefició de los incrementos en los precios del petróleo.
- Bajo el contrato de prestación de servicios el beneficio neto para el Estado durante el 2010 fue de US\$ 65, 979,200.83 mientras que bajo el contrato de prestación de servicios el beneficio obtenido fue de US\$ 106, 413,737.95, es decir que la

renegociación generó un incremento de aproximadamente el 61% en el beneficio neto obtenido en la operación del campo marginal Tiguino.

- El modelo contractual de prestación de servicios otorga al Estado el derecho sobre el 100% de la producción generada por los diferentes campos marginales a diferencia del contrato anterior en donde la producción era distribuida casi en volúmenes iguales entre las partes, esto hace que se pueda beneficiar directamente de las fluctuaciones favorables en los precios del petróleo.
- Además de beneficiarse del 100% de los incrementos en el precio internacional del petróleo, si el precio internacional del barril baja el país se garantiza el 25% de los ingresos provenientes de las exportaciones de crudo por margen de soberanía, concepto que fue incluido en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos reformada, en donde se señala que el Estado se reserva el 25% de los ingresos brutos, cubrirá los costos de transporte y comercialización, y una vez realizada estas deducciones, se cancelara la tarifa por los servicios prestados.
- Luego de concluidas las renegociaciones con las petroleras que operan campos marginales en el Ecuador cinco compañías aceptaron permanecer en el país bajo la modalidad de prestación de servicios, mientras que con tres no se llegó a un acuerdo debido a las elevadas tarifas de los servicios ofertados.
- La renegociación de los contratos petroleros tanto de campos marginales como de aquellos yacimientos de alta producción hizo que la producción nacional de petróleo

dependa en mayor proporción de los niveles de petróleo extraído por las compañías estatales, ya que durante el 2010 la producción de las empresas estatales representaba aproximadamente el 62% de la producción nacional, mientras que durante el 2011 y bajo el modelo de prestación de servicios el 71% de la producción nacional correspondía a las compañías estatales, esta ocurre debido a que aquellos pozos que eran operados por aquellas contratistas que no aceptaron el cambio de modalidad contractual pasaron a ser operados por una de las tres compañías estatales.

- La producción fiscalizada de campos marginales durante el 2010 fue de aproximadamente 10 millones de barriles de los cuales 7.3 millones corresponden a la participación del Estado, mientras que en el 2011 la producción alcanzada fue de 7.5 millones de barriles que en su totalidad le corresponden al Estado, es decir a pesar de que se produjo una reducción de aproximadamente el 24% en la producción total de campos marginales, el Estado recibe una mayor cantidad de crudo bajo la nueva modalidad contractual.
- Con la renegociación de los contratos de campos marginales se presentó un incremento en el volumen de crudo recibido por el Estado del 3% con relación al 2010 el cual genera un crecimiento directo en los ingresos percibidos por la comercialización de este crudo, es así que tomando como referencia los precios promedios del crudo de exportación 2011 se tiene que los ingresos promedio para el Estado correspondientes a la producción de campos marginales se incrementaron un 42% o US\$ 220.4 millones durante este año.



- Según las estadísticas de la Secretaría de Hidrocarburos las compañías operadoras de campos marginales en los respectivos procesos de negociación estimaron realizar inversiones nuevas correspondientes a las actividades de operación de campos por 154 millones de dólares, **sin embargo únicamente Petróleos Sudamericanos y Consorcio Pegaso han presentado ofertas para realizar inversiones exploratorias por 17 y 10 millones de dólares respectivamente.**
- La renegociación de los contratos para la explotación y exploración de campos marginales realizada el 2011 benefició al Estado a nivel de sus ingresos netos, sin embargo el nuevo modelo contractual no motiva la ejecución de actividades de exploración, como se evidencia con los montos de inversión señalados en la conclusión anterior, ya que de las 5 compañías operadoras de campos marginales únicamente Consorcio Pegaso y Petrosud realizarán inversiones exploratorias.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- En base a la información obtenida como resultado de la investigación, las debilidades de la renegociación son evidentes en lo referente a inversión en exploración, lo cual conlleva directamente a una declinación en los niveles de producción, con el efecto negativo económico y financiero para los intereses del estado por lo que se hace necesario en el país, **establecer** acciones que estimulen la inversión en exploración para asegurar por lo menos el mantenimiento de los niveles de producción de los campos marginales.

- También es necesario que las entidades de control, tanto la Secretaría de Hidrocarburos como la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, desarrollen programas para **capacitar y fortalecer** a su personal técnico y administrativo permanentemente, de tal manera que se optimice la gestión de los recursos naturales no renovables, suscripción y administración de contratos petroleros por parte de la Secretaría, y que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero realice una fiscalización óptima de los contratos vigentes y propuestos, y además impulse acciones de recuperación mejorada, recuperación secundaria y exploración de hidrocarburos, lo cual redundará en la optimización del manejo de hidrocarburos de la Industria petrolera ecuatoriana, con obvios resultados de beneficio para el país.
- En vista que las reformas hidrocarburíferas y el proceso de renegociación no ha considerado acciones orientadas a mejorar la situación ambiental de la actividad petrolera, recomendamos una acción de **implementar**, a mas de los proyectos que el artículo 94 de la Ley de Hidrocarburos reformada establece como prioritarios en la inversión social como salud y educación a través de los Gobiernos Autónomos Descentralizados, **proyectos vinculados** a solucionar los efectos de los pasivos ambientales que existen actualmente en las áreas donde se desarrolla la actividad hidrocarburífera, los mismos que en su momento no fueron ni controlados y mucho menos remediados correctamente.
- Finalmente es importante tener en cuenta que el petróleo al ser un recurso natural no renovable cuyas reservas se van agotando con el paso de los años, y que según estudios de expertos petroleros, las reservas reales se terminarían de explotar en mas o menos

15 años, sugerimos **incrementar** las otras alternativas de desarrollo económico sostenible, que en la actualidad se están ejecutando como los proyectos hidroeléctricos, la industria turística, industria minera, etc., que fomenten la inversión y la utilización del recurso humano, que permitan al país contar con ingresos sustitutos a los del petróleo para el financiamiento del presupuesto del Estado.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AGENCIA PÚBLICA DE NOTICIAS DEL ECUADOR Y SURAMÉRICA. (2011). [<http://andes.info.ec/2009-2011.php/?p=47259>], **Cinco petroleras que operan campos marginales renegocian sus contratos con el Estado.**
2. EL UNIVERSO. (2011). [<http://www.eluniverso.com/2011/01/24/1/1356/ecuador-firma-nuevos-contratos-servicios-campos-marginales.html>], **Ecuador logró renegociar 15 de sus 24 contratos petroleros.**
3. GERENCIA DE ECONOMÍA Y FINANZAS, PLANIFICACIÓN COORPORATIVA DE PETROECUADOR. (2006). *Informe Estadístico 1972-2006*. Ecuador. p.32.
4. GORDILLO R. (2003). *¿El Oro del Diablo? Ecuador: historia del petróleo*. Ecuador: Corporación Editora Nacional. p. 35.
5. GUERRA VIVERO E. (2003). *Las relaciones sociales, ambientales y culturales en la región Amazónica: Las empresas petroleras, las etnias y el Estado*. Ecuador.
6. OBSERVATORIO PETROLEO SUR. (2011). [<http://opsur.wordpress.com/2011/02/04/ecuador-cambios-en-contratos-petroleros/>], **Ecuador: Cambios en contratos petroleros.**
7. PETROECUADOR. (2002). *El petróleo en el Ecuador: su historia y potencial*. Ecuador. p. 6-12
8. REYES F., AJAMIL C. (2005). *Petróleo, Amazonía y Capital Natural*. Ecuador: Editorial Pedro Jorge Vera. p. 59
9. SANTOS M (2008). *El Feriado Petrolero: de robos y saqueos, de chira y choros*. Ecuador: Ed. Opción. p. 23-25
10. (1993). **“Ley 44, RO/326 del 29 de Noviembre de 1993”**. Ley de Hidrocarburos. Art 23.
11. (2010). **“RO/244 del 27 de Julio del 2010”**. Ley reformativa a la Codificación de la Ley de Hidrocarburos. Art 5, 6, 7, 16, 25, 26, 27.

## ANEXOS:



# REGISTRO OFICIAL

## ORGANO DEL GOBIERNO DEL ECUADOR

Administración del Sr. Ec. Rafael Correa Delgado  
Presidente Constitucional de la República

Año I — Quito, Martes 27 de Julio del 2010 — Nº 244

LIC. LUIS FERNANDO BADILLO GUERRERO  
DIRECTOR ENCARGADO

Quito: Avenida 12 de Octubre N 16-114 y Pasaje Nicolás Jiménez  
Dirección: Telf. 2401-639 — Oficinas centrales y ventas: Telf. 1234-540  
Distribución (Almacén): 2430-110 — Maifreca N° 201 y Av. 10 de Agosto  
Sucursal Guayaquil: Maifreca N° 1606 y Av. 10 de Agosto — Telf. 2527-107  
Suscripción anual: US\$ 400 + IVA — Impreso en Editora Nacional  
1.200 ejemplares — 16 páginas — Valor: US\$ 1,25 + IVA

## SUPLEMENTO

### SUMARIO:

EL PRESIDENTE DE LA  
REPÚBLICA DEL ECUADOR

	Págs.	
<b>FUNCION EJECUTIVA</b>		Oficio No. T. 5258-SNJ-10-0151
		Quito, julio 26 de 2010
<b>LEY:</b>		Sr. Lic.
Ley Refractoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno .....	1	Luis Fernando Badillo DIR. REGISTRO OFICIAL (E) Ciudad
<b>ACUERDO:</b>		De mi consideración:
<b>MINISTERIO DE FINANZAS:</b>		Según consta del oficio SAN-2010-036 del 26 de julio de 2010, suscrito por el Secretario General de la Asamblea Nacional, el proyecto de LEY REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS Y A LA LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, calificado de urgente en materia económica, y remitido a la Asamblea Nacional el 23 de junio de 2010 con oficio 5258-SNJ-10-085, no fue tratado en segundo debate y por ende no fue aprobado dentro del plazo legal correspondiente.
185 Modifícase la Normativa del Sistema de Administración Financiera .....	8	
<b>CODIFICACION:</b>		En virtud de lo anterior, y de conformidad con el artículo 140 de la Constitución de la República y 62 de la Ley Orgánica de la Función Legislativa, <u>convoco</u> como Decreto Ley al referido proyecto, y dispongo su publicación en el Registro Oficial.
<b>CONSEJO NACIONAL ELECTORAL:</b>		
PLE-CNE-03-0-2010 Expónese la Codificación del Reglamento para la inscripción de partidos, movimientos políticos y registro de directivas .....	10	

---

**2 — Suplemento — Registro Oficial N° 244 — Martes 27 de Julio del 2010**

---

Adjunto para el efecto, el referido proyecto urgente en materia económica, con la recepción auténtica de la Asamblea Nacional.

Atentamente,

Dios, Patria y Libertad

f.) Rafael Correa Delgado, Presidente Constitucional de la República.

**ASAMBLEA NACIONAL**

Oficio No. SAN-2010-526

Quito, 26 de julio de 2010.

Señor economista  
Rafael Correa Delgado  
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA  
DEL ECUADOR  
En su despacho.

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA  
DEL ECUADOR  
En su despacho.

Señor Presidente:

La Asamblea Nacional, con fecha 25 de junio de 2010, recibió el Oficio No. 5258-SNJ-985 de 24 de los mismos mes y año, que contiene el Proyecto de **LEY REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS Y A LA LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO** calificado como urgente en materia económica.

Por lo expuesto, me permito **CERTIFICAR**:

*El Pleno de la Asamblea Nacional, en sesión de 19 de julio de 2010, trató en Primer Debate el proyecto de LEY REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS Y A LA LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO IN*

Atentamente,

f.) Dr. Francisco Vergara O., Secretario General.

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA.- Secretaría General  
Jurídica. ■ Recibido: ..... ■ Nombre: Ilegible. ■  
Fecha: 26 de julio del 2010. ■ Hora: 09h26.

Señor Arquitecto  
Fernando Cordero Cueva  
PRESIDENTE DE LA ASAMBLEA NACIONAL  
Ciudad

De mi consideración:

De conformidad con el artículo 140 de la Constitución de la República, envío a la Asamblea Nacional, con la calidad de urgente en materia económica, el proyecto de **LEY REFORMATORIA A LA CODIFICACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS**, así como la correspondiente exposición de motivos, para su conocimiento, discusión y aprobación.

Con sentimientos de mi distinguida consideración y estima.

Atentamente,

Dios, Patria y Libertad

f.) Rafael Correa Delgado, Presidente Constitucional de la República.

f.) Rafael Correa Delgado, Presidente Constitucional de la República.

**EXPOSICION DE MOTIVOS**

El sector hidrocarburífero ecuatoriano se encuentra regulado por la Ley de Hidrocarburos N° 1459, publicada en el Registro Oficial N° 322 del 1 de octubre de 1971; y, codificada mediante Decreto Supremo No. 2967 de 6 de noviembre de 1978, publicado en el Registro Oficial No. 711 de 15 de noviembre de 1978, y sus posteriores reformas.

Desde el año 1971 hasta la presente fecha, se han producido cambios sustanciales en la vida social, económica y política del país, a lo que se ha sumado el extraordinario desarrollo científico y tecnológico. En este período, el petróleo como recurso natural agotable, no renovable y estratégico, se ha constituido en la principal fuente de ingresos estatales, cuyo manejo requiere la adopción de un marco jurídico e institucional, que acorde a la nueva Constitución de la República, permita un mayor control y participación del Estado ecuatoriano.

Las reformas previamente realizadas a la Ley de Hidrocarburos han atendido parcialmente las necesidades de cambio que requiere la dinámica del manejo de los hidrocarburos y sustancias asociadas; sin embargo, para atender las circunstancias actuales del sector resulta necesario reformar la Ley de Hidrocarburos, introduciendo disposiciones que permitan impulsar la actividad hidrocarburífera, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, dentro de un esquema contractual de prestación de servicios, que devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional a favor del Estado.

---

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA.- Secretaría General  
Jurídica.■ Recibido: .....■ Nombre: Ilegible.■  
Fecha: 26 de julio del 2010.■ Hora: 09h26.

**PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA**

Oficio No. 5258-SNJ-10-985

Quito, junio 24 de 2010

necesario reformar la Ley de Hidrocarburos, introduciendo disposiciones que permitan impulsar la actividad hidrocarburífera, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, dentro de un esquema contractual de prestación de servicios, que devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional a favor del Estado, estableciendo únicamente el reconocimiento de una tarifa por barril producido a favor de las Contratistas, que no fluctúe en función del precio del petróleo, del cual se han beneficiado desproporcionadamente las compañías operadoras.

Adicionalmente, resulta indispensable reestructurar el sector hidrocarburífero para que, al a las normas

---

**Suplemento — Registro Oficial N° 244 — Martes 27 de Julio del 2010 — 3**

---

constitucionales, se establezcan las relaciones entre el Ministerio Sectorial, sus entidades adscritas, las empresas públicas, y la participación de empresas mixtas y públicas, delimitando sus atribuciones y actividades para la correcta ejecución de la política hidrocarburífera, así como de la gestión y administración de los recursos naturales, de las operaciones hidrocarburíferas, y su control y fiscalización.

Los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible del Estado. Son de carácter estratégico, y para su explotación se debe garantizar un modelo sustentable de desarrollo, ambientalmente equilibrado y respetuoso de la diversidad cultural, que conserve la biodiversidad, la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas y asegure la satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes y futuras.

mínimo del veinte y cinco por ciento (25%) sobre su base imponible;

Que los hidrocarburos constituyen la principal fuente de ingresos económicos para el Estado ecuatoriano, por lo que se hace necesario establecer normas y procedimientos que permitan un manejo ágil y oportuno, en defensa de la soberanía nacional;

Que es necesario adecuar la normativa tributaria relacionada con los contratos de prestación de servicios de exploración y explotación hidrocarburífera; y,

En ejercicio de las facultades establecidas en el Art. 120 de la Constitución, expide la siguiente:

## LEY No.

REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS  
Y A LA LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO  
INTERNO

## LA ASAMBLEA NACIONAL

## Considerando:

Que la Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 449 el 20 de octubre de 2008, en el numeral 11 del A . 261 dispone que el Estado central tendrá competencias exclusivas sobre los recursos energéticos, minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales;

Que el Art. 313 de la Constitución señala que se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas y los recursos naturales no renovables;

Que el Art. 408 de la Constitución establece que son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado los recursos naturales no renovables y, en general los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos. El Estado participará en los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota;

Que la modificación del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos establece únicamente el pago de una tarifa por cada barril producido y hace necesaria una modificación del régimen tributario de esta modalidad contractual, a fin de establecer una tarifa única y mínima del 25% del impuesto a la renta;

Que el Art. 90 de la Ley de Régimen Tributario Interno, establece que las utilidades que obtengan los contratistas de prestación de servicios para la exploración y, explotación de hidrocarburos estarán sujetas al pago del impuesto a la renta de conformidad con la tarifa única del 44.4%;

Que de conformidad con el Art. 37 de la Ley de Régimen Tributario Interno, las empresas de exploración y explotación de hidrocarburos estarán sujetas al impuesto

LEY REFORMATORIA A LA LEY DE  
HIDROCARBUROS Y A LA LEY DE RÉGIMEN  
TRIBUTARIO INTERNO

## Capítulo I— Reformas a la Ley de Hidrocarburos.

**Art. 1.-** Sustitúyase el primer inciso del artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos por lo siguiente:

*“El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País”.*

**Art. 2.-** En el primer inciso del artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos sustitúyase la frase “serán realizados por PETROECUADOR según se establece en el segundo inciso de este artículo, o por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades”, por “serán realizadas directamente por las empresas públicas, o por delegación por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades”; en el segundo inciso sustitúyase la frase “Cuando PETROECUADOR realice las actividades previstas en el inciso anterior, podrá hacerlas directamente o delegarlas”, por “La Secretaría de Hidrocarburos podrá delegar las actividades de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación e industrialización”, y en el mismo inciso donde dice “PETROECUADOR” dirá “la Secretaría de Hidrocarburos”; y en el quinto inciso sustitúyase la frase “El Ministerio del ramo”, por “La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero”.

**Art. 3.-** Sustitúyase el artículo 6 por el siguiente:

**“Art. 6.-** Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la



---

**4 — Suplemento — Registro Oficial N° 244 — Martes 27 de Julio del 2010**


---

aplicación de esta Ley, el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.”.

**Art. 4.-** Sustitúyase el artículo 9 por el siguiente:

**Art. 9.-** El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobados por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la presente Ley. Está facultado para organizar en su Ministerio los Departamentos Técnicos y Administrativos que fueren necesarios y proveerlos de los elementos adecuados para desempeñar sus funciones.

La industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control. Esta normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia.

**Art. 5.-** Sustitúyase el A . II de la Ley de Hidrocarburos por el siguiente:

**“Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).-** C

, nacionales, e

- c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;
- d. Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- e. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f. Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- g. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- h. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- i. Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- j. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
- k. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Agencia y sus Regionales que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

**Art. 6.-** Añádase el siguiente artículo a continuación del Art. 12 de la Ley de Hidrocarburos:

**“Art. 6-A.- Secretaría de Hidrocarburos (SH).-** C

- Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;

sometidas al régimen jurídico vigente, a la Ley de Hidrocarburos y demás normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

El representante legal de la Secretaría de Hidrocarburos será el Secretario de Hidrocarburos, designado por el Ministro Sectorial.

**Atribuciones.-** Son atribuciones de la Secretaría de Hidrocarburos, las siguientes:

- a. Suscribir, a nombre del Estado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio Sectorial;
- b. Aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades y de los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, de conformidad con la presente Ley;
- c. Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y divulgarlas con las mejores prácticas internacionales;
- d. Evaluar el potencial hidrocarburífero del país;
- e. Mantener el Registro de Hidrocarburos;
- f. Administrar los contratos que suscriba y controlar su ejecución;
- g. Administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación;
- h. Administrar la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le corresponda en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- i. Apoyar al Ministerio Sectorial en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos;
- j. Administrar la información de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y asegurar su preservación, integridad y utilización;
- k. Administrar y disponer de los bienes que por cualquier concepto se revertan al Estado, por mandato de esta Ley;
- l. Fijar las tasas de producción de petróleo de acuerdo con los contratos y los reglamentos;
- m. Emitir informe previo a la autorización del Ministerio Sectorial para la transferencia o cesión de derechos de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para las autorizaciones inherentes a las

actividades de transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización, cuando corresponda;

- n. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
- o. Las demás que correspondan de conformidad con esta Ley y el Reglamento.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Secretaría de Hidrocarburos, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Secretaría y sus Sub Secretarías que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley."

**Art. 7.-** Sustitúyase el a lo 16 de la Ley de Hidrocarburos, por el siguiente:

**"Art. 16.-** Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios

recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado en el área objeto del contrato hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados.

La contratista tendrá opción preferente de compra de la producción del área del contrato, a un precio que en ningún caso será inferior al precio de referencia definido en el artículo 71, no obstante se adjudicará a la empresa que ofertare a un precio en mejores condiciones.

*El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado. El pago en especie se podrá efectuar únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país.*

*El precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por PETROECUADOR.*

*Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.*

*Las contratistas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal.*

*La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación.”.*

**Art. 8.-** Sustitúyase el a lo 19 de la Ley de Hidrocarburos por el siguiente:

*“Art. 19 - La adjudicación de los contratos a los que se refieren los artículos 1, 2 y 3 de esta Ley la efectuará el Ministerio Sectorial mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o subsidiarias de estas, con países que integran la comunidad internacional, con empresas mixtas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria y los de obras o servicios específicos. Para las adjudicaciones, el Ministerio Sectorial conformará un Comité de Licitaciones que se integrará y funcionará de conformidad con el Reglamento.*

*Las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones serán determinados por el Comité de Licitaciones de conformidad con la Constitución y la Ley. Para las licitaciones el Ministerio Sectorial promoverá la concurrencia del mayor número de ofertas de compañías de probada experiencia y capacidad técnica y económica.*

*Las resoluciones del Comité de Licitaciones causan ejecutoria.”.*

**Art. 9.-** Sustitúyase el artículo innumerado posterior al artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos por el siguiente:

*“Art. 31-A.- Si conviniere a los intereses del Estado, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos podrán ser modificados por acuerdo de las partes contratantes y previa aprobación del Ministerio Sectorial.”.*

**Art. 10.-** Sustitúyase en el inciso primero del artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos la frase: “o de gas natural libre” por la frase: “y/o gas natural, CO<sub>2</sub> o sustancias asociadas”.

**Art. 11.-** Sustitúyase el quinto inciso del artículo 49 de la Ley de Hidrocarburos por el siguiente:

*“En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos los contratistas como Operadores, no están sujetos al pago de regalías. La totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad del Estado.”.*

**Art. 12.-** Añádase al final del artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos el siguiente numeral:

*“14. Provocar, por acción u omisión, daños al medio ambiente, calificados por el Ministerio Sectorial; siempre que no los remediare conforme a lo dispuesto por la autoridad competente”.*

**Art. 13.-** Deróguense los artículos 7, 8 y 81.

**Art. 14.-** Sustitúyase del a lo 77 de la Ley de Hidrocarburos la frase “El incumplimiento de los contratos suscritos por el Estado ecuatoriano para la exploración y/o explotación de hidrocarburos que no produzca efectos de caducidad, ni infracción de la Ley o de los reglamentos, será sancionado” por la frase “El incumplimiento de los contratos suscritos por el Estado ecuatoriano para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, y/o la infracción de la Ley y/o de los reglamentos, que no produzcan efectos de caducidad, serán sancionados”.

**Art. 15.-** Elimínese en el segundo inciso del a lo 79 la frase “y para PETROECUADOR”.

**Art. 16.-** Añádase el siguiente Art. 94 a la Ley de Hidrocarburos:

*“Art. 94.- Participación Laboral: En el caso de los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera, éstos recibirán el 3% del porcentaje de utilidades y el 12% restante será pagado al Estado, que lo destinará, única y exclusivamente, a proyectos de inversión social en salud y educación, a través de los Gobiernos Autónomos Descentralizados que se encuentren dentro de las áreas delimitadas por cada contrato, donde se lleven a cabo las actividades hidrocarburíferas, en partes iguales. Dichos proyectos deberán estar armonizados con el Plan Nacional de Desarrollo.*

*El dinero correspondiente al 12% destinado a proyectos de inversión social será canalizado a los Gobiernos Autónomos Descentralizados a través del Banco del Estado. Para que el Banco del Estado efectúe los desembolsos correspondientes, los Gobiernos Autónomos Descentralizados deberán contar con proyectos debidamente aprobados por el Ministerio Sectorial correspondiente al área en que se quiera ejecutar el proyecto.”.*

**Art. 17.-** En el segundo inciso del artículo 56, en el tercer y en el último artículo innumerado posterior al artículo 93 de la Ley de Hidrocarburos **sustitúyase la frase “Dirección Nacional de Hidrocarburos” por la frase “Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos”;** y en general, toda referencia a la Dirección Nacional de Hidrocarburos o al Director Nacional de Hidrocarburos se entenderá que se



trata de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero o del Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

**Art. 18.-** En los incisos segundo y séptimo del artículo 2, en el literal c) del artículo 12, en los incisos primero y tercero del artículo innumerado posterior al artículo 12, en el artículo 13, en el artículo 15, en el primer inciso del artículo innumerado posterior al artículo 17, en el artículo 20, en el artículo 23, en el artículo 24, en el inciso segundo del artículo 26, en el artículo 28, en el artículo 29, en los literales p) y r) del artículo 31, en el artículo 60, numerales tercero y cuarto del artículo 74, en el artículo 75, en el artículo 87, en las tres primeras referencias en el inciso primero del artículo 88 y en el artículo 91, **sustitúyase la palabra "PETROECUADOR" por la frase "la Secretaría de Hidrocarburos"**; y en general, toda referencia a PETROECUADOR como signatario o administrador de contratos y/o áreas se entenderá que se trata de la Secretaría de Hidrocarburos, salvo en el caso de contratos de obras y servicios específicos; y **sustitúyase** en el primer inciso del artículo 12 la referencia a la "Dirección Nacional de Hidrocarburos" **por la "Secretaría de Hidrocarburos"**. En los literales c) y e) del artículo 7, **sustituir la palabra "PETROECUADOR" por "el Comité de Licitaciones"**.

**Art. 19.-** En el tercer inciso del artículo 2, en la segunda referencia del tercer inciso del artículo 3, en el artículo 22, en las letras b), c), d), g), i), k), n), y s) del artículo 31, en el artículo 33, en el artículo 34, en el artículo 37, en el segundo inciso del artículo 39, en el artículo 50, en el artículo 51, en el artículo 74.4, en el artículo 82 y en el artículo 85 **donde dice "el Ministerio del Ramo", "el**

**Ministerio del Ramo" o "el Ministerio", sustitúyase por "la Secretaría de Hidrocarburos", "de la Secretaría de Hidrocarburos", y por "a la Secretaría de Hidrocarburos", según corresponda. En el artículo 60 donde dice "PETROECUADOR" sustitúyase por "La Secretaría de Hidrocarburos".**

**Art. 20.-** En la primera referencia del tercer inciso del artículo 3, en el cuarto y quinto inciso del artículo 3, en el artículo 30, en las letras f) y m) del artículo 31, en el primer inciso del artículo 56, en el primer inciso del artículo 59, en el artículo 61, en el artículo 65, en el segundo inciso del artículo 68, en el último inciso del artículo 69, en el artículo 70, en el artículo 83 y en el artículo 84, **donde diga "del Ministro del Ramo", "del Ministerio del Ramo", "el Ministerio del Ramo", sustitúyase por "de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero", y por "la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero", según corresponda. Elimínese el segundo inciso del artículo 59.**

**Art. 21.-** Sustitúyase el artículo 62 por el siguiente:

**"Art. 62.-** La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero fijará las tarifas que se cobrarán a las empresas usuarias de los sistemas de oleoductos, poliductos y gasoductos, tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones conforme a la práctica petrolera internacional.

En los ductos principales privados, las tarifas serán acordadas entre el usuario, entre los que se podrá incluir a las Empresas Públicas, y la operadora del sistema de transporte.

Las tarifas que pagarán las Empresas Públicas a los operadores de los oleoductos, poliductos y gasoductos serán establecidas en los respectivos contratos que celebren con el operador del sistema correspondiente.

Las tarifas que cobrará PETROECUADOR a las empresas usuarias del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) ampliado las fijará la Agencia de Regulación y Control tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones incluyendo las del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) "

**. 22.-** Sustitúyase en toda la Ley al Comité Especial de Licitaciones, CEL o Comité Especial, por el "Comité de Licitaciones".

**Art. 23.-** Sustitúyase el artículo 35 por el siguiente:

**"Art. 35.- E**

- A continuación del artículo 93, incorpórese el siguiente artículo innumerado:

**Art. ...-** En las referencias hechas a Petroecuador, como operadora estatal, se entenderá que se refiere a las empresas públicas que se creen para el efecto.

## **Capítulo II — Reformas a la Ley de Régimen Tributario Interno.**

**Art. 25.-** Elimínese del inciso cuarto del artículo 37 de la Ley de Régimen Tributario Interno, lo siguiente: "salvo que por la modalidad contractual estén sujetas a las tarifas superiores previstas en el Título Cuarto de esta Ley."

**Art. 26.-** En el artículo 10 agréguese un segundo inciso en el numeral innumerado agregado a continuación del numeral 6 (que fue agregado por el Art. 4 de la Ley s/n, publicada en el Registro Oficial Suplemento 94 de 23 de diciembre de 2009), con lo siguiente:

"En contratos de exploración, explotación y transporte de recursos naturales no renovables, en los gastos indirectos asignados desde el exterior a sociedades domiciliadas en el Ecuador por sus partes relacionadas se considerarán también a los servicios técnicos y administrativo."

**Art. 27.-** Sustitúyase el artículo 90 de la Ley de Régimen Tributario Interno por el siguiente:

**"Art. 90.-** Los contratistas que han celebrado contratos de prestación de servicios para la



e

Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa, su Reglamento y las Normas Técnicas pertinentes expedidas por el Ministerio de Relaciones Laborales.

**TERCERA.-** La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero contará con el personal, derechos, obligaciones, los activos y el patrimonio que actualmente pertenecen o están a disposición de la Dirección Nacional de Hidrocarburos. En este caso se aplicará también lo dispuesto en los incisos segundo y tercero de la Disposición precedente.

**CUARTA.-** Hasta que se expidan los reglamentos para la aplicación de esta Ley, el Ministro Sectorial expedirá las normas temporales que fueran necesarias para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas en el País.

- Elimínese los artículos 91, 92, 93, 94 y 95 de la Ley de Régimen Tributario Interno.

#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**PRIMERA.-** Los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que se encuentren suscritos se modificarán para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos en el plazo de hasta 120 días, y los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales incluidos los contratos de campos marginales y los contratos de prestación de servicios específicos suscritos entre Petroecuador y/o su

filial Petroproducción (actual EP PETROECUADOR) con las empresas Sociedad Internacional Petrolera S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, ENAP (campos MDC, Paraíso, Biguno y Huachito), Repsol YPF Ecuador S.A., Overseas Petroleum and Investment Corporation, CRS Resources (Ecuador) LDC y Murphy Ecuador Oil Company (campo Tivacuno) y Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL (campos de la Península de Santa Elena, Gustavo Galindo Velasco), en el plazo de hasta 180 días. Plazos que se contarán a partir de la vigencia de la presente Ley; caso contrario, la Secretaría de Hidrocarburos dará por terminados unilateralmente los contratos y fijará el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago.

**SEGUNDA.-** Todos los contratos de exploración y explotación vigentes, suscritos con PETROECUADOR y PETROPRODUCCION, que hasta la presente fecha han sido administrados por las Unidades de Administración de Contratos de PETROECUADOR y de PETROPRODUCCION, indistintamente de su modalidad contractual pasarán a ser administrados por la Secretaría de Hidrocarburos hasta la finalización del plazo y hasta que opere la reversión de las respectivas áreas, responsabilidad que se extiende para las áreas y bloques, con respecto a los cuales se haya declarado la caducidad.

Los servidores que vienen prestando sus servicios con nombramiento o contrato en las Unidades antes referidas, podrán pasar a formar parte de la Secretaría de Hidrocarburos, previa evaluación y selección, de acuerdo a los requerimientos de dicha institución.

En caso de existir cargos innecesarios la Secretaría de Hidrocarburos podrá aplicar un proceso de supresión de puestos para lo cual observará las normas contenidas en la

**QUINTA.-** La tributación de la compañía AGIP OIL ECUADOR BV que tiene suscrito un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación del Bloque 10 con el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, mientras dicho contrato no sea renegociado de conformidad con la presente Ley Reformatoria, seguirá pagando el impuesto mínimo del 44,4% del impuesto a la renta y el gravamen a la actividad petrolera, de conformidad con los anteriores artículos 90, 91, 92, 93, 94 y 95 que constaban en la Ley de Régimen Tributario Interno antes de la presente reforma.

La presente Ley entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial.

**Dado,** en el Distrito Metropolitano de San Francisco de Quito, a

No. 185

#### EL MINISTRO DE FINANZAS

##### Considerando:

Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 154 de la Constitución de la República del Ecuador, corresponde a las ministras y ministros de Estado, expedir acuerdos y resoluciones administrativas que requiera la gestión ministerial;

Que, este Ministerio tiene la atribución de establecer las normas técnicas de presupuesto y los clasificadores en los cuales se fundamentará la gestión presupuestaria, los cuales son obligatorios para el sector público;

Que, el artículo 13 de la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado, faculta al Ministerio de Finanzas expedir los principios y normas del Sistema Específico y Único de Contabilidad Gubernamental y de Información Gerencial, que permita integrar las operaciones financieras, presupuestarias, patrimoniales y de costos;